

	<b>DETERMINACIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL A LOS USUARIOS DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACION</b>	DOCUMENTO N° EGY-IN-X-030
		ELABORÓ: EQ. TRABAJO
		Rev. C

## INFORME FASE II

### RECOMENDACIONES

C	EMISION FINAL PARA APROBACIÓN	31-AGO-10	EQ. TRABAJO	EQ. TRABAJO	TOP
B	EMITIDO PARA COMENTARIOS EXTERNOS	23-JUL-10	EQ. TRABAJO	EQ. TRABAJO	TOP
A	EMITIDO PARA COMENTARIOS INTERNOS	22-JUL-10	EQ. TRABAJO	EQ. TRABAJO	TOP
<b>REV</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FECHA</b>	<b>ELABORÓ</b>	<b>REVISÓ</b>	<b>APROBÓ</b>
<b>AREA DE DISTRIBUCIÓN</b>		<b>DISTRIBUIDO POR: F. Toro (GP)</b>		<b>ARCHIVO MAGNÉTICO</b>	
				C:\PEGY Cliente\FASE II RECOMENDACIONES\EGY-IN-X-030-RC.doc	

---

## **FASE II - RECOMENDACIONES**

---

*Informe Preliminar Revisado*

*Preparado para:*

***COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)***

***en el marco del Convenio ANH-FEN N° 01/07 de 2007***

*Preparado por:*

***Consortio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS***

***Agosto 2010***

---

## **INDICE**

<b>FASE II - RECOMENDACIONES .....</b>	<b>2</b>
1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS .....	6
2. COMENTARIOS DE LA CREG Y DE LA INDUSTRIA A LOS INFORMES DE LA FASE I .....	7
2.1. COMENTARIOS DE LA CREG .....	7
2.1.1. NORMATIVIDAD DEL SECTOR .....	7
2.1.2. IDENTIFICACIÓN DE LOS EFECTOS DE LAS INTERRUPCIONES.....	8
2.1.3. PROYECTOS ESPECÍFICOS .....	17
2.1.4. CUADRO RESUMEN DE LAS VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS OPCIONES DE INFRAESTRUCTURA.....	17
2.2. COMENTARIOS DE LA INDUSTRIA .....	17
2.2.1. RECEPCIÓN SATISFACTORIA DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA POR EL CONSULTOR .....	17
2.2.2. NECESIDAD DE VALIDAR Y MEJORAR LA INFORMACIÓN CON QUE SE ALIMENTA EL MODELO .....	18
2.2.3. PROYECTOS ESPECÍFICOS E INQUIETUDES SECTORIALES.....	20
3. APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO DE CONFIABILIDAD .....	21
3.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO .....	21
3.1.1. ASPECTOS GENERALES DEL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE MODELOS DE CONFIABILIDAD.....	21
3.1.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE OFERTA Y DEMANDA DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA .....	22
3.1.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA .....	25
3.1.4. INTRODUCCIÓN DE LAS INVERSIONES PARA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD EN EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN COSTO-BENEFICIO .....	28
3.2. DATOS E HIPÓTESIS PRELIMINARES UTILIZADOS .....	28
3.2.1. DEMANDA .....	28
3.2.1.1. DEMANDA A DICIEMBRE 2011 (SUPONIENDO EL FENÓMENO DE “EL NIÑO”) .....	29
3.2.1.2. DEMANDA AÑO 2018 (SUPONIENDO EL FENÓMENO DE “EL NIÑO”) .....	29
3.2.2. CAPACIDADES DE PRODUCCIÓN.....	30
3.2.2.1. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN EN DICIEMBRE 2011 .....	30
3.2.2.2. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN EN EL AÑO 2018 .....	31
3.2.3. CAPACIDADES DE TRANSPORTE.....	31
3.2.3.1. CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN DICIEMBRE 2011 .....	32
3.2.3.2. CAPACIDAD DE TRANSPORTE EN EL AÑO 2018 .....	33
3.2.4. COSTO DE LAS RESTRICCIONES.....	35

3.2.5. PROYECTOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD	36
3.2.5.1. INTRODUCCIÓN	36
3.2.5.2. PROYECTOS DE CONFIABILIDAD CONSIDERADOS	38
3.2.5.3. PROYECTOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO CONSIDERADOS	39
3.3. RESULTADOS DEL MODELO – SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011	40
3.3.1. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 SIN PROYECTOS DE CONFIABILIDAD NI DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	40
3.3.2. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 CON INVERSIONES DE CONFIABILIDAD EN CUSIANA	43
3.3.3. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 CON ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	45
3.3.4. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 CON PLANTA ‘PEAK-SHAVING’ DE GNL EN BOGOTÁ	48
3.3.5. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 CON BARCO REGASIFICADOR DE GNL EN LA COSTA ATLÁNTICA	52
3.3.6. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 CON BARCO REGASIFICADOR DE GNL EN LA COSTA DEL PACÍFICO	57
3.3.7. SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011 CON PLANTAS DE PROPANO AIRE	61
3.4. RESULTADOS DEL MODELO – SITUACIÓN AL AÑO 2018	62
3.4.1. SITUACIÓN AL AÑO 2018 – BARCO REGASIFICADOR EN LA COSTA ATLÁNTICA	63
3.4.2. SITUACIÓN AL AÑO 2018 CON GNL EN AL ATLÁNTICO Y CON INVERSIONES DE CONFIABILIDAD EN CUSIANA	66
3.4.3. SITUACIÓN AL AÑO 2018 CON GNL EN AL ATLÁNTICO Y CON ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO	68
3.4.4. SITUACIÓN AL AÑO 2018 CON GNL EN AL ATLÁNTICO Y CON PLANTA ‘PEAK-SHAVING’ DE GNL EN BOGOTÁ	72
3.4.5. SITUACIÓN AL AÑO 2018 CON GNL EN AL ATLÁNTICO Y EN LA COSTA DEL PACÍFICO	74
3.4.6. SITUACIÓN AL AÑO 2018 CON GNL EN AL ATLÁNTICO Y CON PLANTAS DE PROPANO AIRE	77
4. PROPUESTAS REGULATORIAS	79
4.1. CONSIDERACIÓN DE LOS DECRETOS 2730 Y 2807 DE 2010	79
4.1.1 FUNDAMENTO CONSTITUCIONAL Y LEGAL	79
4.1.2 RESUMEN DE LOS DECRETOS 2730 Y 2807 DE 2010	80
4.2. ANÁLISIS REGULATORIO	88
4.2.1 INFRAESTRUCTURA PARA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	88
4.2.2 INFRAESTRUCTURA DE CONFIABILIDAD	89
4.2.2.1 COMPONENTE DE TRANSPORTE	89
4.2.2.2 COMPONENTE DE CONFIABILIDAD $C_{CM}$	91
4.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS REGULATORIO	92
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	92

---

5.1. RESUMEN Y CONCLUSIONES DE LA APLICACIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD .....	92
5.2 RECOMENDACIONES GENERALES PARA LA REMUNERACIÓN DE LAS INVERSIONES .....	95
6 ANEXO RÉGIMEN NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA .....	97
CAPÍTULO 1.....	97
RÉGIMEN NORMATIVO GENERAL .....	97
CAPÍTULO 2.....	108
CONFIABILIDAD EN EL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS COMBUSTIBLE....	108
CAPÍTULO 3.....	127
1.1.    MARCO REGULATORIO VIGENTE.....	134
1.2.    MODELO TARIFARIO VIGENTE .....	135
1.2.1.    ESQUEMA GENERAL.....	135
1.2.2.    PRINCIPIO DE REMUNERACIÓN DE ACTIVOS .....	136
1.2.3.    DEMANDA.....	137
1.2.4.    PRINCIPIOS DE REMUNERACIÓN DE AO&M.....	138
1.2.5.    EXPANSIÓN.....	138
1.2.6.    TARIFAS REGULADAS Y NO REGULADAS .....	138
1.3.    METODOLOGÍA PROPUESTA.....	139
1.3.1.    PROPUESTA VIGENTE .....	139
1.3.2.    WACC .....	139
1.3.3.    DEMANDA.....	140
1.3.4.    GASTOS DE AOM .....	140
1.3.5.    PROPUESTA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE.....	141

---

## 1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS

Como cuestión preliminar, en el Informe correspondiente a la **Fase I-A “Diagnóstico y Análisis”**, el Consultor consideró necesario distinguir entre los conceptos de ‘Seguridad de Abastecimiento’, ‘Confiabilidad’ y ‘Continuidad’ del servicio de gas natural, con el objeto de unificar los criterios de análisis y la identificación de los problemas, así como sus posibles soluciones.

Sobre esta base, se procedió a la revisión de los aspectos normativos del gas natural en Colombia y su alcance sobre la obligación del Comercializador de asegurar a sus usuarios regulados la continuidad del servicio. Asimismo, se revisaron y analizaron los resultados de los estudios “Evaluación de riesgos de abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo”, preparado por Arthur D. Little Inc, (2008); “Costos de racionamiento de electricidad y gas natural”, UPME-UNIS (2004); y el “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural”, UPME (2009). A continuación, a fin de elaborar el diagnóstico de la situación del sector de gas en Colombia, se identificaron las causas de restricción y su probabilidad de ocurrencia, procediendo a la valoración del impacto económico de las restricciones.

Por otra parte, en el Informe correspondiente a la **Fase I-B “Definición de Alternativas y Metodología de Remuneración”**, se realizó una extensa descripción de las siguientes opciones de infraestructura: Planta o Barco de Regasificación; Almacenamientos de Gas Natural Licuado (GNL); Almacenamientos Subterráneos de Gas Natural (GN); Plantas de *peak shaving* de GNL; Plantas de *peak shaving* de Gas Natural Sintético (GNS); Gasoductos.

Tales opciones de infraestructura forman parte de las alternativas tecnológicas y operativas para aumentar la confiabilidad del sistema, las cuales fueron clasificadas del siguiente modo:

- Almacenamientos;
- Redundancia en el abastecimiento de gas;
- Redundancia en el transporte de gas;
- Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos;
- Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural.

Como siguiente paso, se desarrolló un modelo que permite la valoración económica de cada una de las alternativas mencionadas, a fin de determinar su viabilidad desde el punto de vista técnico y económico. El modelo probabilístico del sistema de gas natural de Colombia constituye la parte medular del presente estudio, ya que permite determinar en forma objetiva:

- (i) La confiabilidad actual de los distintos mercados relevantes a partir de la información estadística de fallas del sistema de transporte y distribución y de las características de la demanda.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Información suministrada por las empresas de acuerdo con la Circular CREG 027 de 2010.

- (ii) La cantidad, duración y frecuencia promedio de las interrupciones y, por lo tanto, el costo de las fallas correspondientes a la actual situación de confiabilidad.
- (iii) La confiabilidad de los distintos mercados relevantes cuando se adoptan distintas tecnologías de mitigación.
- (iv) El costo total al sistema, incluyendo los costos originados por las fallas en la situación de confiabilidad mejorada y las distintas inversiones de confiabilidad locales y regionales adoptadas.

Finalmente, el Informe Fase I-B adelantó propuestas regulatorias para la remuneración de la infraestructura, así como los mecanismos para la inclusión de la remuneración en la fórmula tarifaria.

Los resultados de la Fase I (reflejados en los Informes I-A y I-B) fueron oportunamente presentados por el Consultor en el taller organizado por la CREG el 24 de junio de 2010, con la participación de los Agentes del mercado. A su vez, la CREG divulgó tales resultados mediante Circular 042-2010, a fin de recibir retroalimentación y comentarios de los sectores interesados.

El objetivo de la presente **Fase II “Recomendaciones”** es atender los comentarios realizados por la CREG y por los Agentes a los resultados de la Fase I, y a partir de allí avanzar en el desarrollo del modelo de confiabilidad, a fin de obtener resultados concretos en cuanto a la determinación de las alternativas más eficientes desde el punto de vista técnico y económico. A la luz de tales resultados, se revisarán las propuestas oportunamente sugeridas para la remuneración y regulación de la infraestructura de confiabilidad.

## **2. COMENTARIOS DE LA CREG Y DE LA INDUSTRIA A LOS INFORMES DE LA FASE I**

Conforme a lo previsto en los Términos de Referencia, los resultados de los Informes Fase I-A y Fase I-B fueron divulgados mediante Circular CREG 042-2010 y a través de un taller realizado el 24 de junio de 2010 en la sede de la CREG, con participación de los Agentes del sector, en el que el Consultor tuvo ocasión de exponer los avances en el trabajo realizado. En la presente Sección, el Consultor se propone atender los comentarios recibidos.

### **2.1. COMENTARIOS DE LA CREG**

#### **2.1.1. Normatividad del sector**

En primer lugar, solicita la CREG se realice una revisión de la normatividad correspondiente al sector, en especial:

- Se revisen unos apartes de la Resolución CREG 057 de 1996 relacionados con la comercialización a pequeños consumidores que podrían no estar vigentes;
- Se consideren otras normas de importancia, tales como el Decreto 3429 de 2003 relacionado con la comercialización de gas natural, la metodología de transporte vigente y en consulta, la Resolución CREG 007 de 2009 que se asemeja a la Resolución CREG 075 de 2008 pero que se aplica a las Áreas de Servicio Exclusivo, entre otras.

Estas observaciones han sido atendidas por el Consultor en el Anexo “Régimen normativo del gas natural en Colombia”.

### 2.1.2. Identificación de los efectos de las interrupciones

De la información reportada por las empresas de distribución y comercialización de gas natural, en respuesta a la solicitud de la CREG a través de la Circular 027 de 2010, es posible determinar el efecto de las interrupciones en el servicio.

Para ello, a continuación se clasifica la información en función del detalle reportado por las empresas y que permitirá conformar la base de datos para su evaluación. En la tabla 1 se muestran los Distribuidores-Comercializadores que reportaron información y el detalle de la misma.

**Tabla 1 – Información reportada por los Distribuidores-Comercializadores**

Empresa	¿Reporta Duración Interrupciones?	¿Reporta Usuarios Afectados?
Alcanos de Colombia	Si	Si
Efigas	Si	Si
Enerca	Si	Si
Epm	Si	Si
Gas Natural del Oriente	Si	No
Gas Natural	Si	No
Gases de La Guajira	Si	Si
Gases de Occidente	Si	Si
Gases del Caribe	Si	Si
Gases del Cusiana	Si	Si
Gas Natural Cundiboyacense	Si	No
Metrogas	Si	Si
Surtigas	Si	Si

Para la identificación de los efectos de las interrupciones se utiliza la información de los Distribuidores-Comercializadores, que reportaron el número de usuarios afectados por los eventos de corte del servicio de gas natural, independientemente de la causa; es decir, se incluyen tanto eventos derivados de situaciones técnicas en producción, transporte y distribución.

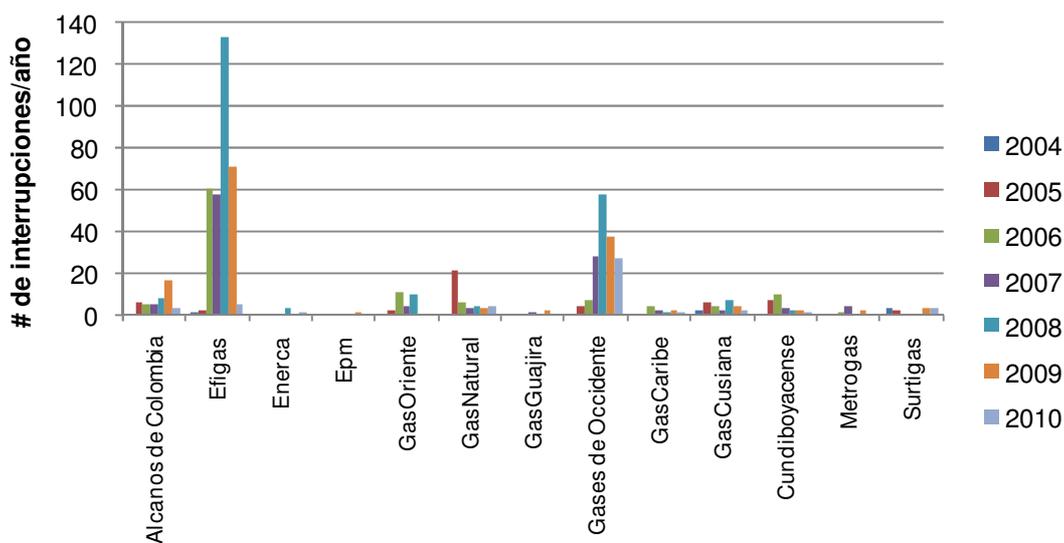
#### ***Interrupciones por año***

En la tabla 2 y la gráfica 1 presentan las interrupciones por año que fueron reportadas por las diferentes empresas. La cantidad de eventos de interrupción alcanzó su valor máximo en el año 2008. Por su parte, los años 2009 y 2010 al parecer cambian la tendencia creciente que traía la ocurrencia de eventos de interrupción del servicio. En el año 2008, un 65% de las interrupciones fueron programadas y casi un 60% corresponden a la empresa Efigas, tratándose -según su reporte- de reparaciones técnicas en la red de distribución y conexiones de nuevos usuarios.

Por su parte, en 2009 el 67% de las interrupciones fueron “no programadas” y concentradas particularmente en Efigas y Gases de Occidente. En el caso de Gases de Occidente la mayor proporción de los eventos estuvieron relacionados con el sistema de transporte.

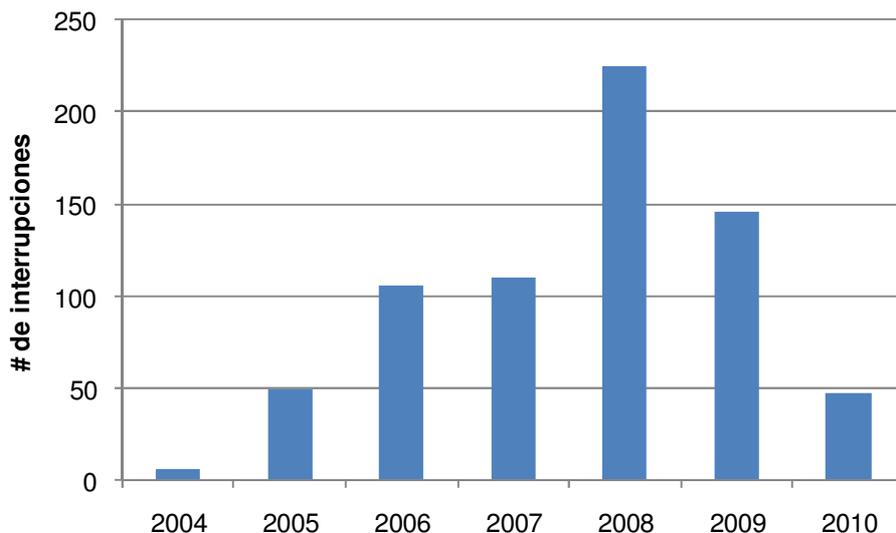
**Tabla 2 – Cantidad de interrupciones por año (2004-2010)**

Empresa	Interrupciones por año						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alcanos de Colombia		6	5	5	8	17	3
Efigas	1	2	60	58	133	71	5
Enerca					3	0	1
Epm						1	
GasOriente		2	11	4	10	0	0
GasNatural		21	6	3	4	3	4
GasGuajira				1		2	
Gases de Occidente		4	7	28	58	38	27
GasCaribe		0	4	2	1	2	1
GasCusiana	2	6	4	2	7	4	2
Cundiboyacense		7	10	3	2	2	1
Metrogas		0	1	4	0	2	0
Surtigas	3	2	0	0	0	3	3
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>50</b>	<b>108</b>	<b>110</b>	<b>226</b>	<b>145</b>	<b>47</b>



**Fig. 1 - Cantidad de interrupciones por año (2004-2010)**

La figura 2 muestra el total de interrupciones por año para las empresas que reportaron información.



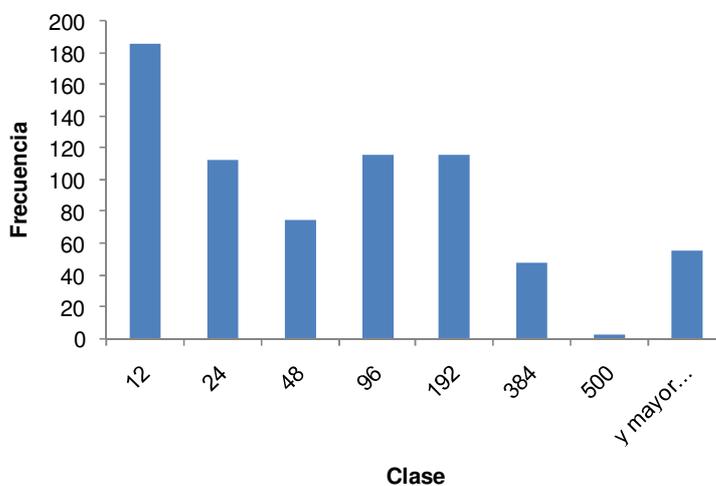
**Fig. 2 - Cantidad de interrupciones por año (2004-2010)**

***Duración de las interrupciones***

En cuanto a la duración de las interrupciones, cuando se analiza utilizando medidas de estadística descriptiva, se obtiene lo siguiente:

- Promedio            150 horas
- Mínimo             1 hora
- Máximo            1.961 horas
- Mediana            48 horas
- Desv. estándar    710 horas
- Percentil 80       121 horas

El histograma de frecuencias se presenta en la figura 3.



**Fig. 3 - Histograma de frecuencias**

Como se puede ver, para caracterizar la duración de los eventos de interrupción se deben considerar otras medidas descriptivas de los datos, en la medida en que el promedio simple no es representativo por la alta dispersión de la muestra. La desviación estándar es representativa y el rango de los datos es amplio (de 1 a 1.961 horas). Del histograma de frecuencias se observa que la distribución no es uniforme y que, si bien existe una alta concentración de los datos en los rangos de 0 a 12 horas y de 12 a 24 horas, también hay una proporción no despreciable de observaciones en los rangos de 96, 192 y 384 horas.

La mitad de las interrupciones ha tenido una duración menor o igual a 48 horas, como lo refleja la mediana de los datos. Por su parte, el 80% de los eventos de interrupción ha tenido una duración menor o igual a 121 horas, de acuerdo con el resultado que arroja la medida del percentil 80.

Sobre la base de lo anterior, podría afirmarse que la medida del percentil 80 puede representar una conclusión en cuanto a la duración promedio de las interrupciones que fueron reportadas y que, si bien se registraron interrupciones de larga duración, éstas representan una proporción marginal en la muestra. Las características de la muestra confirman que no se puede utilizar el promedio simple para caracterizar la duración de los eventos.

Así las cosas, el 80% de los eventos de interrupción ha tenido una duración histórica de 121 horas o menos. La tabla 3 y la figura 4 muestran los datos desagregados para las diferentes empresas. Como se puede observar, el caso de Efigas es particular por tener interrupciones de duraciones extensas; no obstante, como se indicó anteriormente, éstas corresponderían a eventos de reparaciones programadas.

**Tabla 3 – Duración promedio de las interrupciones**

Duración Promedio de la Interrupción (Horas)							
Empresa	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alcanos de Colombia		14,7	22,2	7,6	5,9	87,7	80,0
Efigas	227,0	312,0	154,3	178,1	177,2	689,5	90,0
Enerca					6,0		24,0
Epm						96,0	
GasOriente		96,0	37,5	16,0	15,2		
GasNatural		33,4	26,2	40,0	161,8	27,0	55,3
GasGuajira				1,3		1,7	
Gases de Occidente		1,0	3,2	10,7	37,5	26,6	22,6
GasCaribe			12,2	28,4	7,2	25,0	24,0
GasCusiana	18,0	52,0	17,0	48,0	28,7	30,5	12,5
Cundiboyacense		94,0	17,4	42,7	172,5	36,0	36,0
Metrogas			2,5	8,5		1,3	
Surtigas	62,4	11,0				6,5	7,2

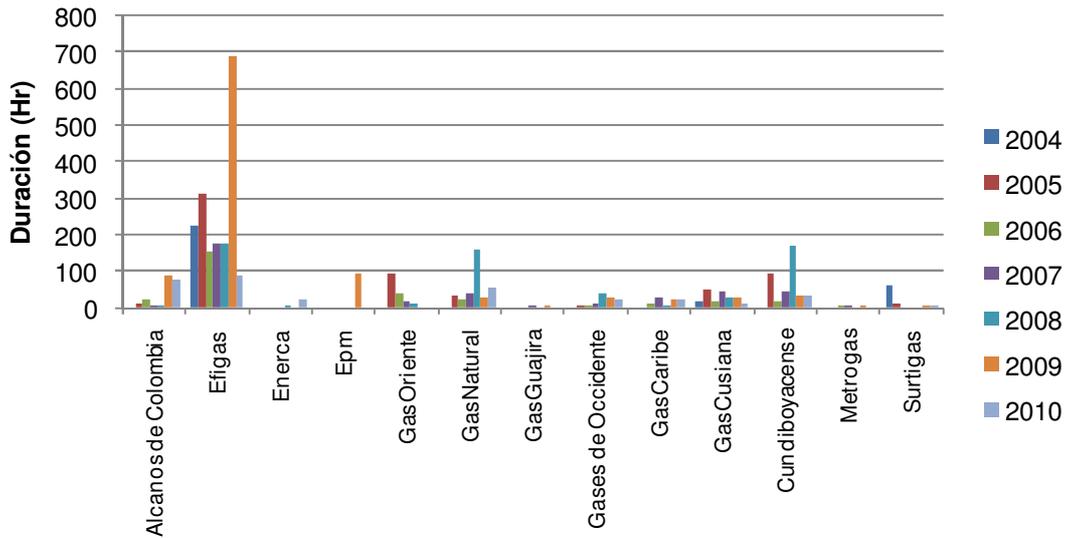


Fig. 4 - Duración promedio de las interrupciones

Para complementar lo anterior, la figura 5 presenta la distribución de las interrupciones entre “programadas” y “no programadas”, donde se concluye que la proporción de interrupciones “no programadas” en el período de análisis representa el 50%, aunque en los años 2004 y 2009 esta proporción alcanzó el 67%.

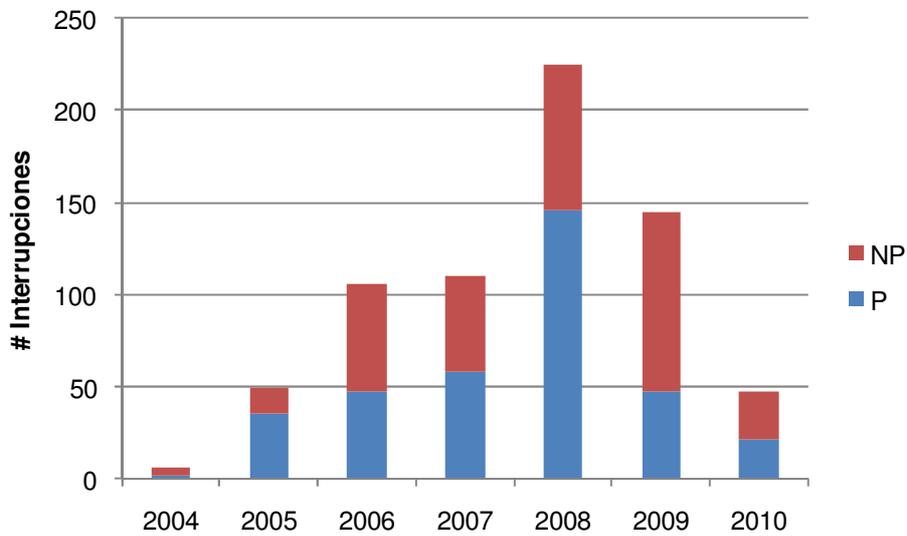
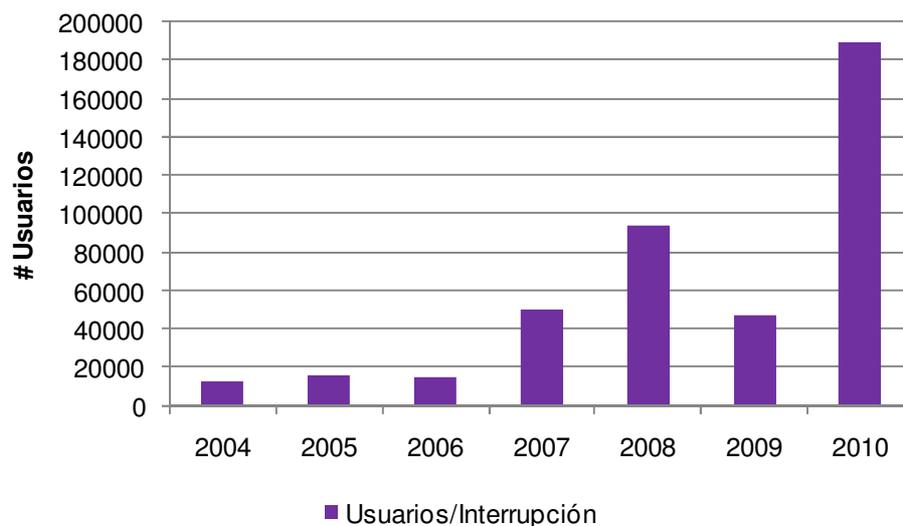


Fig. 5 - Interrupciones programadas y no programadas

**Usuarios afectados**

En relación con los efectos de los eventos de interrupción, medidos en términos del número de usuarios afectados, la figura 6 presenta la estadística (promedio de usuarios) del impacto que tuvieron las interrupciones de cada año.



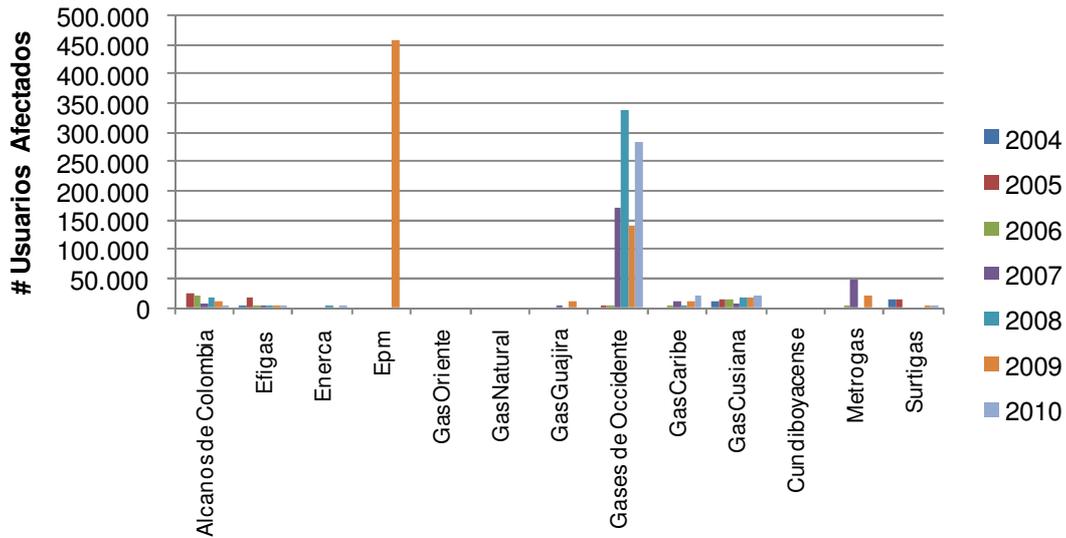
**Fig. 6 - Cantidad de usuarios afectados por las interrupciones de cada año**

Como se observa en la figura, el número de usuarios afectados por cada interrupción ha venido incrementándose durante los últimos años<sup>2</sup>, lo cual indicaría que la profundidad de los eventos se ha hecho mayor, teniendo en cuenta que -como se presentó anteriormente- el número de interrupciones ha disminuido desde 2008. En la tabla 4 y en la figura 7 se muestran los promedios de usuarios afectados por empresa para las interrupciones de cada año.

**Tabla 4 – Promedio de usuarios afectados por cada interrupción**

Promedio de Usuarios Afectados por Interrupción							
Empresa	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Alcanos de Colombia		25.793	20.835	8.346	18.941	10.800	5.808
Efigas	2.300	16.881	1.127	773	598	1.425	358
Enerca					823		3.612
Epm						459.421	
GasOriente		ND	ND	ND	ND	ND	ND
GasNatural		ND	ND	ND	ND	ND	ND
GasGuajira				2.675		12.125	
Gases de Occidente		2.622	5.249	171.363	338.334	140.279	284.489
GasCaribe			6.177	11.130	5.951	11.510	23.099
GasCusiana	11.484	13.525	15.850	6.541	17.709	18.938	20.656
Cundiboyacense		ND	ND	ND	ND	ND	ND
Metrogas			522	48.396		20.107	
Surtigas	16.000	16.000				1.700	1.700

<sup>2</sup> Es importante tener en cuenta que no se tiene la información de usuarios afectados para las empresas del grupo Gas Natural S.A.



**Fig. 7 - Promedio de usuarios afectados por cada interrupción**

#### **Valoración de los efectos de las interrupciones**

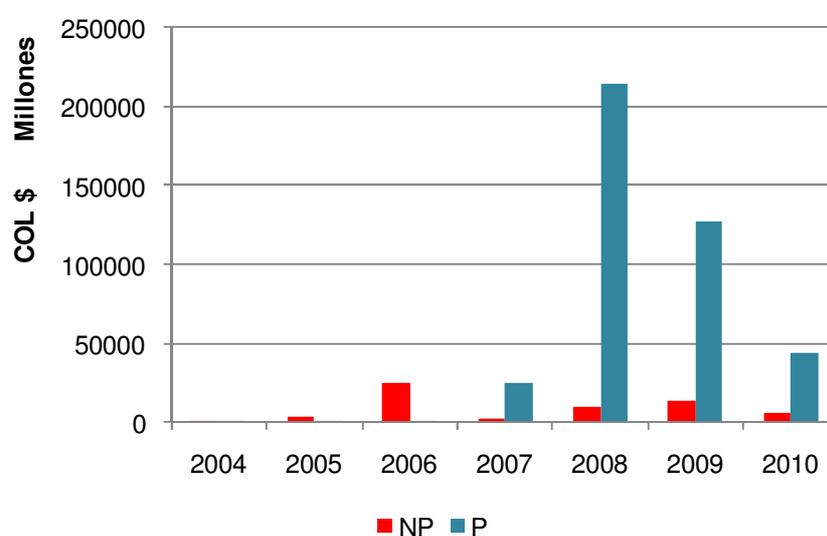
A partir de la información reportada por las empresas en respuesta a la Circular CREG 027 de 2010, no es posible determinar los tipos de usuarios que se afectaron con los eventos de interrupción. Así, a fin de estimar una valoración de los efectos que han generado estas interrupciones, se consideran los siguientes supuestos:

- Los usuarios afectados se distribuyen de acuerdo con la proporción del consumo por tipo de consumo.
- El costo económico que genera una interrupción para cada tipo de usuario corresponde a la valoración presentada en la Sección 4.3 del Informe Fase I-A.
- Para la valoración de los efectos se utiliza un costo económico ponderado por tipo de usuario con base en la proporción del consumo histórico a nivel nacional.
- Se determina un consumo promedio por usuario a nivel nacional a partir de las cantidades de gas natural consumidas y el número de usuarios (2003-2009).
- Se estima el costo económico para cada una de las empresas con la información disponible.

Con base en lo anterior, se estiman los costos de las interrupciones tanto “programadas” como “no programadas”, cuyos resultados se presentan en la tabla 5 y la grafica 8 para cada uno de los años del período de reporte. De los datos se puede concluir que en los últimos 3 años se han incrementado los efectos de las interrupciones programadas.

**Tabla 5 – Costo total de las interrupciones**

Año	Estimación del Costo Total	
	NP	P
2004	742.632.845	87.328.908
2005	2.948.630.017	685.224.878
2006	25.094.179.896	963.582.412
2007	2.025.289.584	24.594.575.942
2008	9.772.988.222	213.976.506.256
2009	13.364.526.256	127.386.600.153
2010	5.631.476.229	43.949.436.453

**Fig. 8 - Costo total de las interrupciones**

La tabla 6 muestra los resultados por año y por empresa respecto de la cantidad de interrupciones, los usuarios afectados, la duración de la interrupción y la estimación del costo total.

**Tabla 6 – Resultados detallados por empresa**

2004	Cantidad de Interrupciones		Usuarios Afectados (Promedio/Interrupción)		Duración Promedio / Interrupción		Estimación del Costo Total	
	NP	P	NP	P	NP	P	NP	P
EFIGAS S.A. ESP	1		2.300		227		110.284.896	-
GASES DEL CUSIANA S.A. ESP		2		11.484		18	-	87.328.908
SURTIGAS S.A. ESP	3		16.000		62		632.347.949	-
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>2</b>					<b>742.632.845</b>	<b>87.328.908</b>

2005	Cantidad de Interrupciones		Usuarios Afectados (Promedio/Interrupción)		Duración Promedio / Interrupción		Estimación del Costo Total	
	NP	P	NP	P	NP	P	NP	P
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. ESP	1	5	479	30.855	24	13	2.428.338	417.129.288
EFIGAS S.A. ESP	2		16.881		312		2.225.077.303	-
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1	1			168	24	-	-
GAS NATURAL S.A. ESP		21				33	-	-
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	4		2.622		1		2.224.858	-
GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	2	4	14.134	13.221	108	24	644.883.377	268.095.590
GASNATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. ESP	2	5			216	45	-	-
SURTIGAS S.A. ESP	2		16.000		11		74.016.142	-
<b>TOTAL</b>	<b>14</b>	<b>36</b>					<b>2.948.630.017</b>	<b>685.224.878</b>

2006	Cantidad de Interrupciones		Usuarios Afectados (Promedio/Interrupción)		Duración Promedio / Interrupción		Estimación del Costo Total	
	NP	P	NP	P	NP	P	NP	P
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. ESP		5		20.835		22	-	488.516.040
EFIGAS S.A. ESP	41	19	1.419	497	128	212	1.569.987.103	421.897.343
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1	10			24	39	-	-
GAS NATURAL S.A. ESP	4	2	883.569		31	16	23.329.897.323	-
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	7		5.249		3		24.895.436	-
GASES DEL CARIBE S.A. ESP	1	3	1.864	7.615	22	9	8.693.753	42.849.668
GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	2	1	15.850	15.850	24	3	160.706.280	10.044.142
GASNATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. ESP	3	6			19	17	-	-
METROGAS S.A. ESP		1		522		2	-	275.218
<b>TOTAL</b>	<b>59</b>	<b>47</b>					<b>25.094.179.896</b>	<b>963.582.412</b>

2007	Cantidad de Interrupciones		Usuarios Afectados (Promedio/Interrupción)		Duración Promedio / Interrupción		Estimación del Costo Total	
	NP	P	NP	P	NP	P	NP	P
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. ESP		5		8.346		8	-	66.989.002
EFIGAS S.A. ESP	23	35	967	646	106	225	498.313.405	1.076.792.573
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1	3			24	13	-	-
GAS NATURAL S.A. ESP	1	2			24	48	-	-
GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	1		2.675		1		716.030	-
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	22	6	58.026	568.043	5	32	1.333.763.937	23.038.000.601
GASES DEL CARIBE S.A. ESP	2		11.130		28		133.726.382	-
GASES DEL CUSIANA S.A. ESP		2		6.541		48	-	132.640.981
GASNATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. ESP	1	2			68	30	-	-
METROGAS S.A. ESP	1	3	27.800	55.261	10	8	58.769.830	280.152.786
<b>TOTAL</b>	<b>52</b>	<b>58</b>					<b>2.025.289.584</b>	<b>24.594.575.942</b>

2008	Cantidad de Interrupciones		Usuarios Afectados (Promedio/Interrupción)		Duración Promedio / Interrupción		Estimación del Costo Total	
	NP	P	NP	P	NP	P	NP	P
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. ESP	1	7	3.527	21.143	12	5	8.940.237	156.313.684
EFIGAS S.A. ESP	43	90	946	432	247	144	2.118.251.874	1.182.210.147
ENERCA S.A. ESP	3		823		6		3.130.477	-
GAS NATURAL DEL ORIENTE S.A. ESP	1	8			43	12	-	-
GAS NATURAL S.A. ESP	1	3			6	214	-	-
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	27	31	94.800	557.515	14	58	7.557.042.604	211.978.237.097
GASES DEL CARIBE S.A. ESP	1		5.951		7		9.050.755	-
GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	2	5	19.079	17.161	10	36	76.572.275	659.745.328
GASNATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. ESP		2				173	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>146</b>					<b>9.772.988.222</b>	<b>213.976.506.256</b>

2009	Cantidad de Interrupciones		Usuarios Afectados (Promedio/Interrupción)		Duración Promedio / Interrupción		Estimación del Costo Total	
	NP	P	NP	P	NP	P	NP	P
ALCANOS DE COLOMBIA S.A. ESP	9	8	4.492	18.292	70	108	594.935.155	3.338.361.186
EFIGAS S.A. ESP	46	25	465	3.190	652	758	2.946.862.342	12.773.149.635
EPM	1		459.421		96		9.316.320.484	-
GAS NATURAL S.A. ESP	2				29		-	-
GASES DE LA GUAJIRA S.A. ESP	2		12.125		2		8.488.853	-
GASES DE OCCIDENTE S.A. ESP	30	8	26.788	565.869	3	116	471.077.998	110.685.093.826
GASES DEL ARIARI S.A. ESP		1				14	-	-
GASES DEL CARIBE S.A. ESP		2		11.510		25	-	121.370.249
GASES DEL CUSIANA S.A. ESP	1	3	20.288	18.488	2	40	8.571.002	468.625.258
GASNATURAL CUNDIBOYACENSE S.A. ESP	1	1			48	24	-	-
METROGAS S.A. ESP	2		20.107		1		11.314.721	-
SURTIGAS S.A. ESP	3		1.700		6		6.955.701	-
<b>TOTAL</b>	<b>97</b>	<b>48</b>					<b>13.364.526.256</b>	<b>127.386.600.153</b>

### **2.1.3. Proyectos específicos**

La CREG señala que algunas de las empresas Distribuidoras y Transportadoras suministraron información sobre proyectos, estudios y propuestas que han estado gestando y que se relacionan con el tema de la continuidad y confiabilidad del servicio. Al respecto, se solicita que el Consultor analice o comente tales proyectos en cuanto a su conveniencia para el sector.

Efectivamente, como desarrollo de la presente Fase II, el Consultor se dispone a cargar en el modelo de confiabilidad las características de los proyectos específicos presentados por algunos de los Agentes, a fin de determinar en forma objetiva el aporte de tales proyectos a la confiabilidad del sistema de gas de Colombia en términos de eficiencia económica.

Los correspondientes resultados se indican en las Secciones 3.3 y 3.4 del presente Informe para los años 2011 y 2018, respectivamente.

### **2.1.4. Cuadro resumen de las ventajas y desventajas de las opciones de infraestructura**

La CREG solicita se incorpore un cuadro total de resumen, en donde se indiquen con claridad las ventajas de cada una de las alternativas, incluyendo una valoración de costo-beneficio y un ordenamiento de las alternativas con mayores ventajas para el caso colombiano.

Este cuadro se incorpora en la Sección 5.1 del presente Informe, como resultado de la aplicación del modelo de confiabilidad.

## **2.2. COMENTARIOS DE LA INDUSTRIA**

El Consultor ha recibido, a través de la CREG, los comentarios de los Agentes a los resultados de los Informes Fase I-A y Fase I-B. Después de un análisis minucioso de los comentarios recibidos, el Consultor concluye lo siguiente.

### **2.2.1. Recepción satisfactoria de la metodología propuesta por el Consultor**

De los comentarios realizados por la industria resulta, en líneas generales, que los Agentes han valorado positivamente la metodología elaborada por el Consultor para proceder al análisis y determinación de las alternativas tecnológicas que resultan más convenientes -desde el punto de vista de la eficiencia económica- para optimizar la confiabilidad y continuidad del servicio de gas en Colombia.

Asimismo, los Agentes han manifestado satisfacción con las distinciones conceptuales introducidas por el Consultor, a fin de homogeneizar los criterios de comparación, así como la identificación de los problemas y sus posibles soluciones.

En particular, el Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO) ha manifestado su inquietud respecto del alcance y de los objetivos del estudio, así como de la modalidad con que se pondrían en práctica las recomendaciones del Consultor. Si bien entendemos que la respuesta a estas solicitudes excede la competencia del Consultor y deberán ser resueltas por la parte contratante, resulta oportuno aclarar lo siguiente:

- Tal como se indicó en la Introducción al Informe Fase I-A, si bien los problemas de seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del suministro a los usuarios no regulados no fueron incluidos en los Términos de Referencia del presente estudio, el Consultor ha debido considerar tales problemáticas por su incidencia en los niveles de confiabilidad y continuidad del suministro a los usuarios regulados.

- La cuestión de la determinación de los criterios de confiabilidad será abordada en la Sección 4 del presente Informe.

- En cuanto a la inquietud respecto del carácter voluntario o no con que se sugiere que el sector termoeléctrico eventualmente financie la infraestructura de regasificación, el Consultor cumple en aclarar que su recomendación se limita a un financiamiento voluntario.

### **2.2.2. Necesidad de validar y mejorar la información con que se alimenta el modelo**

En general, los Agentes han manifestado la necesidad y conveniencia de validar y precisar la información estadística que se utilizó para el diagnóstico de la situación y para la evaluación (a través del modelo) de las soluciones óptimas de confiabilidad.

Al respecto, con ocasión de la realización del taller para la presentación de los resultados de la Fase I, tanto el Consultor como las autoridades de la CREG alertaron a los Agentes acerca de la importancia de mejorar la cantidad y calidad de la información tomada como base del estudio y que fuera aportada por los propios Agentes. En este sentido, el Consultor ratifica que las mejoras en la calidad de información resultan claves para alimentar adecuadamente el modelo y obtener resultados confiables en cuanto a la identificación de las alternativas más eficientes.

En relación con la calidad de la información, el Consultor coincide en líneas generales con las observaciones y propuestas presentadas por el representante del Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO), en los siguientes términos:

#### **a) Estadísticas de Fallas**

- Validar con los Agentes las estadísticas de interrupciones del servicio. Al respecto, los Transportadores proponen efectuar un ejercicio de validación de información directamente con el Consultor.

*Respuesta del Consultor:* el Consultor ha recibido información adicional por parte de los Transportistas, la cual ha sido incorporada en este Informe tal como se describe en la Sección 3.

- Homologar el tipo de falla de las estadísticas reportadas. Por ejemplo: i) en el caso particular de las estadísticas de fallas en el Sistema de Transporte del Interior (primer semestre de 2010) se han tomado las intervenciones para expansión, que no son fallas sino situaciones excepcionales de la red cuya inclusión distorsiona las tasas de falla y de reparación que se definan; ii) no es claro si se están diferenciando las interrupciones según su intensidad, pues la mayoría de los eventos presentan restricciones con indisponibilidad parcial de los elementos de la cadena y no fallas con indisponibilidad total.

*Respuesta del Consultor.* Al punto i): aun cuando se pueda recurrir al procedimiento de validación, la realidad es que todas esas interrupciones también existen y afectan la confiabilidad de la prestación del servicio; por lo tanto, deben considerarse. Al punto ii): efectivamente, las interrupciones -tal como se indica en la descripción del modelo- se modelan considerando restricciones de capacidad parciales y por segmento de gasoducto.

b) Costos de racionamiento

- Adelantar una revisión integral de los costos de racionamiento del sector, debido a las deficiencias anotadas por el Consultor respecto a los resultados y la metodología utilizada en el estudio vigente contratado por la UPME.

*Respuesta del Consultor:* se considera crucial la revisión de los costos de racionamiento, particularmente a partir de información de las Distribuidoras que permita discriminar entre usuarios industriales con capacidad de sustitución de combustibles y usuarios industriales cuyo costo es la pérdida de producción. Sin esta discriminación, el modelo arroja resultados que no son totalmente representativos de la realidad. También está pendiente la recepción de información que permita valorar el costo de racionamiento de las refinerías.

- Sustentar la aproximación propuesta por el Consultor para el sector residencial, donde se utiliza un costo de racionamiento de \$600.000 por MMBTU (300 USD/MMBTU) que luce alto de acuerdo con los costos del servicio.

*Respuesta del Consultor:* en la Sección 3.2.2 del Informe Fase I-A se justifica el costo de racionamiento adoptado para el sector residencial. Adicionalmente, podrían solicitarse mayores precisiones a los Distribuidores, quienes estarían de acuerdo con este criterio.<sup>3</sup>

c) Costos totales de prestación del servicio y de expansión.

- Actualizar la información de costos de gasoductos, pues las cifras que se presentan a 2007 no reflejan las variaciones que han tenido insumos tan importantes como el costo del acero y el de mano de obra calificada.

*Respuesta del Consultor:* la información sobre costos de gasoducto adoptada para cada tramo corresponde a una estimación de los costos actuales, si bien tiene carácter provisorio ya que los datos definitivos para la situación de Colombia y para cada caso particular deberían ser provistos por las Transportistas.

- Precisar en la descripción del modelo si se han incluido los costos de operación dentro de los costos totales.

---

<sup>3</sup> Uno de los comentarios presentados por Gas Natural S.A. refiere: “Vale la pena resaltar que la suspensión del servicio en el mercado residencial aun por un mínimo período de tiempo, conlleva a un alto riesgo para la seguridad física de los clientes, dada la complejidad asociada al restablecimiento”.

---

*Respuesta del Consultor:* los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura han sido considerados, tal como se describe en la Sección 3.2 del Informe Fase I-B.

d) Estadísticas de demanda

- De acuerdo con lo manifestado en el estudio, entendemos que se han tomado valores promedio de demanda termoeléctrica, lo cual no permite analizar variaciones horarias y diarias que originan solicitudes repentinas al sistema que pueden afectar la confiabilidad del servicio. Sugerimos al Consultor considerar este aspecto.

*Respuesta del Consultor:* tal como resulta de la descripción del modelo, el Consultor ha utilizado una demanda probabilística con el correspondiente valor promedio y desvío estándar para cada tipo de demanda, tal como se describe en la Sección 3 de este Informe.

### **2.2.3. Proyectos específicos e inquietudes sectoriales**

Además, algunos Agentes han realizado aportes acerca de su visión sobre las posibles soluciones del problema de confiabilidad y continuidad del servicio de gas natural en Colombia. Esta información responde básicamente al legítimo interés de cada sector (Transportistas, Distribuidores-Comercializadores) de participar en la implementación de las soluciones que se recomienden en su ámbito de incumbencia.

A continuación se resumen las propuestas y solicitudes sectoriales, las cuales -en lo que resulta pertinente- han sido tenidas en cuenta por el Consultor al momento de elaborar sus conclusiones y recomendaciones.

Así, en el ámbito del transporte se ha solicitado:

- Enfatizar en el aumento de la holgura de la capacidad: redundancia de infraestructura y enmallamiento del sistema que resulte de la incorporación de nuevas fuentes de suministro.
- Modificar los parámetros del factor de utilización normativo, incluyendo la utilización histórica de los gasoductos y calculándolo por demanda de capacidad y no por demanda de volumen.
- Otorgar al Transportador incumbente la primera opción para adelantar los proyectos de seguridad y de confiabilidad en su área de influencia, dejando como excepción la posibilidad de desarrollo por un tercero. En especial, se consideró que el Transportador existente es el único que debe adelantar ampliaciones de capacidad de los activos de su propiedad.
- No modificar la normatividad vigente en materia de compensaciones a los remitentes en caso de interrupciones, considerando lo pactado por las partes en los contratos de suministro y de transporte.

Por su parte, la empresa Gas Natural S.A. ha hecho hincapié en lo siguiente:

- Que en la segunda fase del estudio se analicen las soluciones específicas para cada uno de los mercados relevantes.
-

- Que la CREG asegure la contratación en firme para atender la demanda de los usuarios regulados.
- Que en el área servida por Gas Natural S.A. el almacenamiento de GNS no resultaría una solución viable, y que en cambio sí lo sería una planta de 'peak shaving' de GNL.
- Que existirían limitaciones a la ampliación de transporte en el área de Bogotá.
- Que la infraestructura de confiabilidad sea remunerada a través del sistema 'revenue cap'.

### **3. APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO DE CONFIABILIDAD**

#### **3.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO**

##### **3.1.1. Aspectos generales del análisis costo-beneficio de modelos de confiabilidad**

Las compañías de distribución de gas y sus entes reguladores han utilizado tradicionalmente reglas empíricas o criterios probabilísticos arbitrarios para determinar la infraestructura requerida para satisfacer la demanda. En algunos países, como Inglaterra y Argentina, los entes reguladores han comenzado a solicitar a las compañías un análisis más sistemático, que proporcione al menos una estimación aproximada del balance costo-beneficio de los niveles alternativos de confiabilidad. Es importante reconocer, sin embargo, que no debería esperarse que este análisis costo-beneficio conduzca a una única respuesta mecánica. Por el contrario, debido a las incertidumbres relacionadas con las consecuencias económicas de los cortes, sólo es posible obtener un rango de valores óptimos. Más aún, tanto la compañía como los reguladores deberían considerar otros factores -tales como el efecto de la opinión pública en relación con los cortes del servicio y la existencia de baja presión en el servicio residencial- que en general no pueden ser capturados adecuadamente en el análisis cuantitativo. De todas maneras, la utilización de un análisis costo-beneficio constituye una herramienta útil como apoyo para la toma de decisiones en este aspecto.

El incremento de la confiabilidad del servicio de una Distribuidora -a través de la compra de capacidad adicional en los gasoductos o por medio de almacenamientos, plantas de 'peak-shaving' u otros medios- tiene dos efectos sobre el costo total del gas para la compañía de distribución y sus clientes:

- Incrementa las inversiones y los costos operativos de la Distribuidora.
- Disminuye las pérdidas económicas (costos) asociadas a los cortes, porque: a) reduce la probabilidad de ocurrencia de los cortes, y b) reduce la extensión de los cortes (es decir, el volumen total de gas cortado) cuando estas restricciones ocurren.

Desde una perspectiva de planeamiento de suministro de gas y capacidad, la estrategia más eficiente económicamente es aquella que minimiza la suma de ambos tipos de costos, incluyendo en el costo total las consecuencias económicas esperadas a raíz de los días en los que la demanda supera la capacidad disponible en el sistema.

Varios pasos son necesarios para estimar las consecuencias económicas de las restricciones originadas en una demanda superior a la capacidad disponible. Es necesario calcular la probabilidad de ocurrencia de las interrupciones y los costos que las restricciones resultantes ocasionan sobre las diferentes clases de clientes. En particular, es necesario estimar la probabilidad de ocurrencia asociada a distintos niveles de restricción, junto con una estimación de las consecuencias económicas asociadas a cada nivel de restricción. Finalmente, se multiplica la probabilidad de cada nivel de corte por los costos correspondientes a los clientes firmes con restricciones y se suma para todos los niveles, obteniéndose una estimación del costo esperado total originado por los cortes asociados al conjunto de infraestructura bajo análisis. Es decir, los pasos específicos en el análisis son los siguientes:

- Estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción, utilizando la correspondiente distribución estadística de la demanda, la oferta y la capacidad de transporte.
- Simulación de la secuencia de corte a los distintos clientes firmes, y de los costos correspondientes para cada nivel de restricción. Para cada nivel de restricción deben estimarse los costos reales originados en cada cliente (por ejemplo, los costos asociados a la utilización de combustibles alternativos o a la pérdida de producción si lo anterior no fuera posible).
- Para cada nivel de restricción, multiplicar la probabilidad de ocurrencia de dicho nivel por los costos asociados.
- Sumar los resultados del paso anterior en todo el rango de restricciones posible. Ese total representa los costos o pérdidas económicas asociadas al nivel de infraestructura bajo análisis.

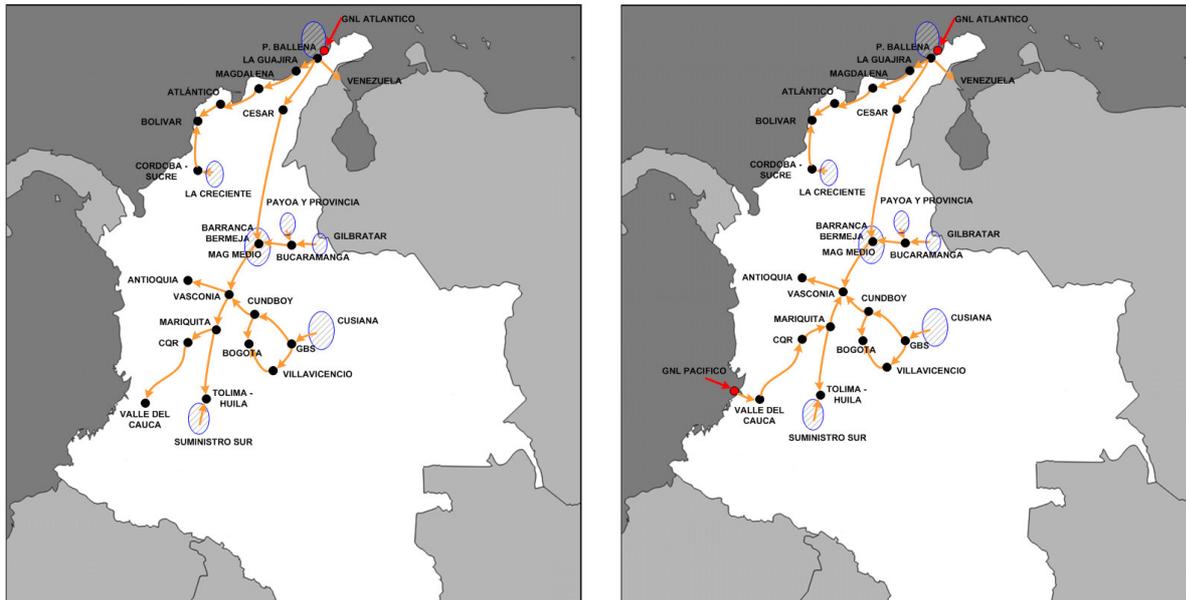
Este costo esperado más el costo de la infraestructura utilizada en el análisis representa el costo total asociado a dicho nivel de confiabilidad. Para realizar el análisis, por lo tanto, es necesario desarrollar tres aspectos:

- a) Realizar un modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia que permita simular las decisiones de los agentes económicos para cualquier situación de la demanda, el transporte y la producción.
- b) Desarrollar un modelo de confiabilidad asignando variables aleatorias a las condiciones de la demanda, el transporte y la producción, y obteniendo por simulación una estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción en cada mercado relevante y una estadística de los costos asociados.
- c) Utilizar el modelo anterior para distintas opciones técnicamente viables a los efectos de seleccionar las inversiones locales, regionales o nacionales y las soluciones operativas que minimizan el costo total.

### **3.1.2. Descripción del modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia**

El modelo de gas natural que se utiliza comprende el conjunto de centros de demanda, cuencas de abastecimiento de gas y segmentos de gasoductos que se indican en forma esquemática en la figura 9. La figura de la izquierda corresponde al flujo de gas para el

funcionamiento actual o con una planta de GNL en el Atlántico. La figura de la derecha corresponde al funcionamiento del sistema en caso de desarrollarse una planta de GNL en el Pacífico.



**Fig. 9. Modelo de oferta y demanda del sistema de gas natural de Colombia**

Los centros de demanda agrupan consumos a lo largo de los gasoductos y su definición sigue los lineamientos adoptados en los modelos desarrollados en el informe “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural”, UPME (2009). Sin embargo, es importante destacar que el modelo que se desarrolla en este trabajo no es un modelo hidráulico de presiones operativas, sino un modelo logístico realizado a los fines específicos de determinar las soluciones óptimas para el problema de confiabilidad de Colombia. El modelo es propiedad de Freyre & Asociados S.A. y ha sido desarrollado con la misma metodología utilizada exitosamente con fines similares para analizar el abastecimiento del Cono Sur Sudamericano y la introducción del gas natural en Centroamérica.

El modelo utiliza los valores estimados de la demanda  $D_i$  que fueron definidos en la Sección 4 de la Fase 1-A de este trabajo, concentrados en forma conveniente en cada nodo de demanda  $i$  y ordenados según tipo de usuario.

Para cada nodo, se estima el valor de la energía no suministrada o costo de las restricciones para cada tipo de usuario  $Crest_i$ , y, en caso de existir infraestructura de confiabilidad, el costo del combustible alternativo utilizado en tales activos  $PCA_i$ , cuando no es posible abastecer la totalidad de la demanda con gas natural.

Por otra parte, para cada tramo de gasoducto  $j$  entre las cuencas y/o centros de demanda se consideran las capacidades de transporte  $CT_j$  y las correspondientes tarifas de transporte  $TT_j$ .

En cada nodo  $i$ , la demanda,  $D_i$ , debe ser igual al volumen entrante de gas,  $Q_{IN}$ , más el combustible alternativo en la infraestructura de confiabilidad,  $CA_i$  y las restricciones  $Restr_i$ , menos los volúmenes salientes,  $Q_{OUT}$ , es decir:  $D_i = Q_{IN} - Q_{OUT} + Restr_i + CA_i$ .

A su vez, en cada tramo de gasoducto los caudales no pueden superar la capacidad de transporte  $Q_j \leq CT_j$ .

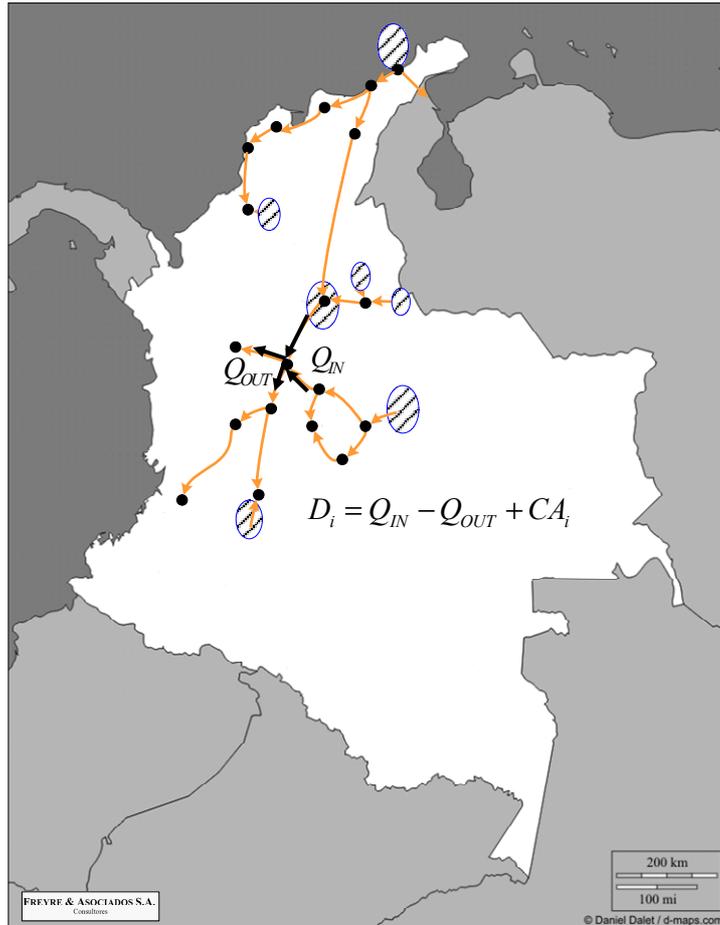
Respecto del suministro de gas, se introduce en el modelo el precio del gas en boca de pozo  $PG_i$  en cada cuenca, y eventualmente en cada planta de regasificación, y como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda (simulando la toma de decisiones de los agentes económicos), se obtiene la inyección requerida en cada una de dichas cuencas y plantas de GNL  $I_i$ , así como los aportes de combustible alternativo y las restricciones.

La capacidad de inyección en cada cuenca está limitada  $I_i \leq I_{MAXi}$ , a su vez, según el volumen de las reservas y su evolución, las inversiones para producción y desarrollo y las declinaciones en la capacidad de producción. La capacidad de utilización de combustible alternativo está limitada por las características de la infraestructura de confiabilidad,  $CA_i \leq CA_{MAXi}$ . La capacidad de entrega de gas de las plantas de confiabilidad se mantiene hasta tanto no se agota la capacidad de almacenamiento de la planta. Cuando ello ocurre, la capacidad de entrega se reduce a cero durante el número de días requerido para volver a llenar los almacenamientos.

Las restricciones en cada nodo y para cada tipo de usuario deben ser, naturalmente, menores que la demanda  $Restr_i \leq D_i$ .

El modelo logístico satisface la demanda, minimizando el costo total de abastecimiento, simulando el comportamiento de los agentes económicos según la siguiente ecuación a minimizar:

$$\sum_i I_i \times PG_i + \sum_j Q_j \times TT_j + \sum_i Restr_i \times Crestr_i + \sum_i CA_i \times PCA_i$$



**Fig. 10. Ecuaciones de igualdad en los nodos de demanda**

### 3.1.3. Descripción del modelo de confiabilidad del Sistema de Gas Natural de Colombia

El modelo anterior permite establecer en forma determinista el abastecimiento óptimo de la demanda en un día dado, considerando los costos de los combustibles alternativos y de la energía no suministrada. Utilizando programación lineal se obtienen como resultado las inyecciones en cada cuenca productiva, los caudales en cada gasoducto, y el combustible alternativo o energía no suministrada en cada nodo de demanda.

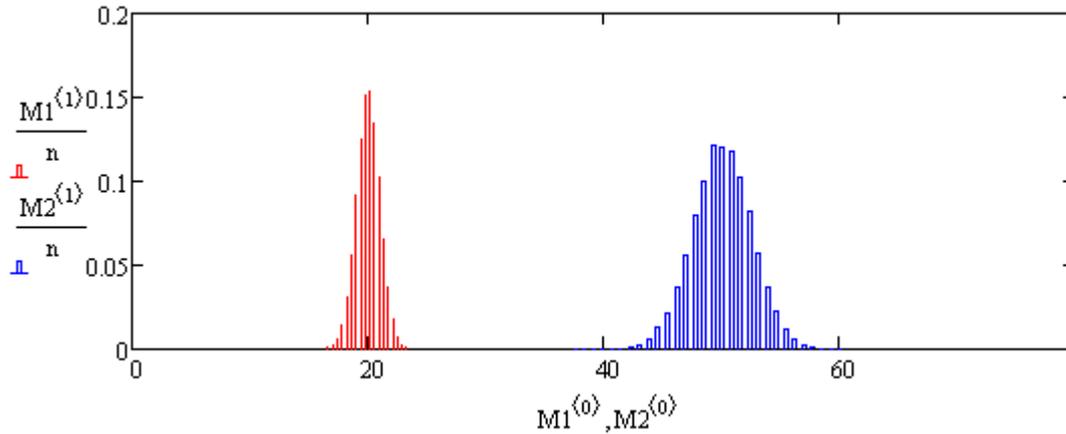
Para convertir el modelo anterior en un modelo de simulación, que permita determinar la confiabilidad en cada mercado relevante y las inversiones óptimas para alcanzar determinados niveles de confiabilidad, se debe considerar que la demanda en cada nodo tiene variaciones diarias y que la capacidad de transporte en cada tramo de gasoducto se puede ver disminuida por interrupciones programadas o no programadas. Esto mismo ocurre con la capacidad de producción de gas natural en cada campo productivo.

El modelo utilizado genera las demandas y las fallas del sistema de transporte y producción, y las consiguientes decisiones de los agentes económicos, de 365 días consecutivos de un año dado. Mediante simulación de Montecarlo este análisis es repetido,

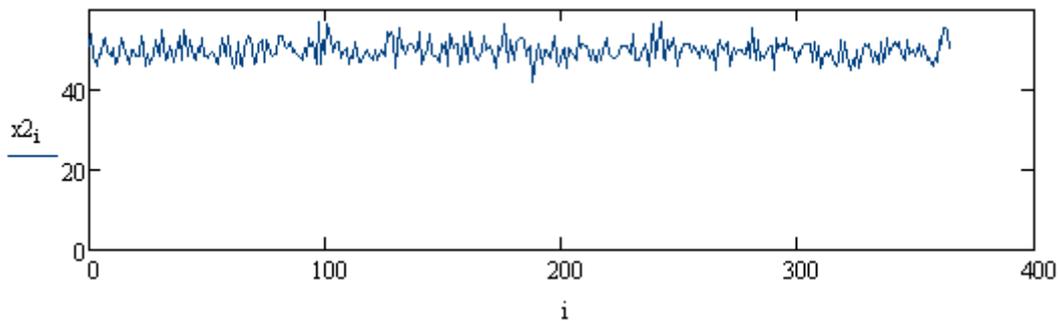
obteniéndose datos estadísticos del abastecimiento y de las restricciones de la demanda en cada uno de los mercados relevantes.

En base al análisis de la información estadística proporcionada por las empresas, el modelo desarrollado considera que:

- a) Las demandas de cada nodo  $D$  se caracterizan como una variable aleatoria normal, con un valor medio,  $\mu_D$ , y un desvío estándar,  $\sigma_D$ , como se muestra en las Fig. 11 y Fig. 12.

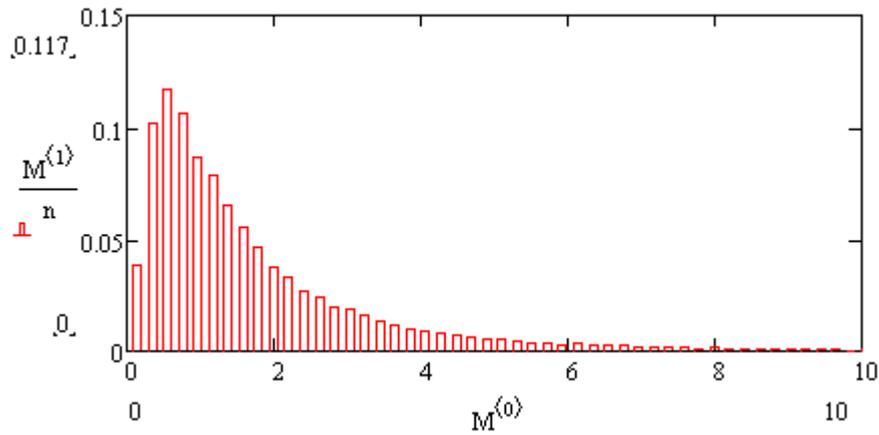


**Fig. 11. Ejemplo de la distribución de la demanda para dos centros de demanda**

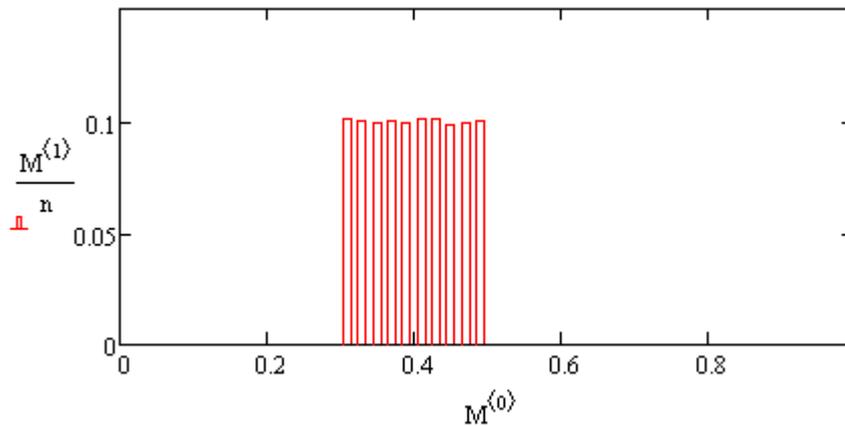


**Fig. 12. Ejemplo de la simulación de la demanda de un mercado relevante en un año**

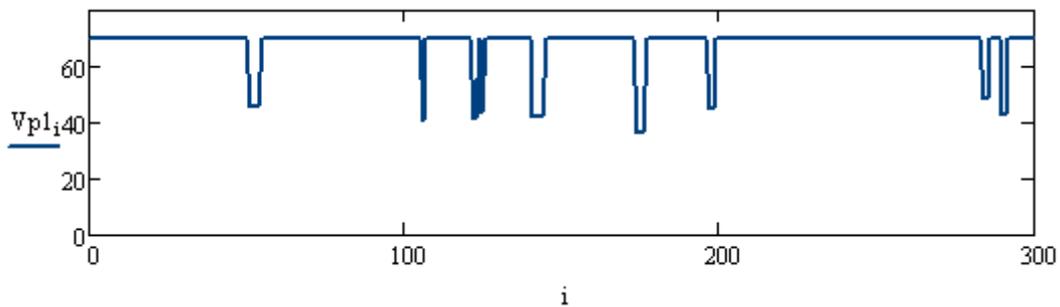
- b) Las fallas en los gasoductos son modeladas como eventos de Poisson con una frecuencia de ocurrencia  $\nu_T$ . Para cada evento se simula su duración (considerada log-normal con valor medio,  $\mu_{dT}$ , y desvío estándar,  $\sigma_{dT}$ , Fig. 13) y un volumen de corte para cada evento con distribución uniforme entre valores límites  $V_{Ta}$  y  $V_{Tb}$  (Fig. 14). La Fig. 15 muestra el resultado de la simulación de la capacidad de transporte disponible para un tramo en un año dado.



**Fig. 13. Ejemplo de distribución de la duración de las interrupciones**



**Fig. 14. Ejemplo de distribución del porcentaje de volumen cortado en cada evento**



**Fig. 15. Ejemplo de la capacidad disponible en un año**

- c) Las fallas en la producción son modeladas como eventos de Poisson con una frecuencia de ocurrencia  $\nu_p$ . Para cada evento se simula su duración (considerada log-normal con valor medio,  $\mu_{dp}$ , y desvío estándar,  $\sigma_{dp}$ ) y un volumen afectado con distribución uniforme entre valores límites  $V_{pa}$  y  $V_{pb}$ . Se obtienen figuras similares a las del caso anterior.
- d) Para cada día de un año dado se generan las demandas en cada nodo, las capacidades de transporte en cada segmento y las capacidades de producción en cada cuenca y se corre el modelo descrito en la Sección precedente para determinar el abastecimiento

óptimo de la demanda de acuerdo con las condiciones del sistema. La simulación se repite, obteniéndose las estadísticas de las restricciones y utilización de combustible alternativo en cada mercado relevante, la secuencia de corte a los distintos tipos de clientes y los costos totales (incluidos los costos derivados de las fallas del sistema).

### 3.1.4 Introducción de las inversiones para seguridad de abastecimiento y confiabilidad en el modelo de optimización costo-beneficio

Para poder realizar un análisis costo-beneficio que incluya el valor de las inversiones en seguridad de abastecimiento o confiabilidad en cada nodo del modelo de abastecimiento anteriormente descrito se anualiza el recupero de la inversión total  $Inv$ , con una tasa de descuento,  $r$ , y un plazo de  $n$  años de acuerdo con la siguiente ecuación correspondiente a un flujo de capital constante:

$$C_{inv} = \frac{Inv * r}{[1 - (1 + r)^{-n}]}$$

Finalmente este valor se divide por 365 días y se lo suma a los costos de abastecimiento diarios calculados mediante el modelo de optimización incluyendo el efecto de la infraestructura utilizada (plantas de regasificación, plantas de peak-shaving de GNL, plantas de propano-aire, plantas de GNC y/o ampliaciones de transporte).

## 3.2. DATOS E HIPÓTESIS PRELIMINARES UTILIZADOS

El modelo ha sido concebido para ser una herramienta que producirá resultados cada vez más ajustados a la realidad a medida que se introduzcan datos más confiables. Los datos que se transcriben a continuación son considerados preliminares (y así lo son por lo tanto los resultados y conclusiones) hasta tanto sean cuidadosamente validados por los actores de la industria.

A los efectos de que los resultados resulten útiles para describir la situación actual (al momento en que los proyectos de confiabilidad podrían estar disponibles) y futura, los análisis se realizan para la situación correspondiente a la demanda de gas natural durante la influencia del fenómeno de “El Niño” y a la situación de oferta e infraestructura de gas natural prevista para fines del año 2011 y para el año 2018, de acuerdo con las hipótesis que se describen a continuación.

### 3.2.1. Demanda

Tanto las demandas de cada tipo de usuario como de cada nodos fueron consideradas como variables aleatorias normales y estadísticamente independientes con valores medios y desvíos estándar definidos de la siguiente forma.

Los valores medios corresponden a la demanda de gas natural potencial durante el período de baja hidraulicidad asociado al fenómeno de “El Niño” (es decir sin considerar las restricciones que ocurrieron en el año 2009 por falta de capacidad de producción o transporte).

En cuanto al desvío estándar, se tuvieron en cuenta las variaciones observada en los flujos diarios de los gasoductos. Se adoptaron coeficientes de variación del 7% en todos los

odos para la demanda Residencial, Industrial, Comercial, GNV, Refinación y Petroquímica. Por su parte para la demanda Termoeléctrica se adoptó un coeficiente de variación del 30%.

### 3.2.1.1. Demanda a Diciembre 2011 (Suponiendo el fenómeno de “El Niño”)

Los valores de la demanda media en cada nodo utilizada (Tabla 7) corresponden a los que fueron definidos en la Sección 4 de la Fase 1-A de este trabajo, modificada para reflejar la demanda Termoeléctrica en Atlántico y el consumo potencial de gas de las centrales que operaron con combustibles líquidos (Termovalle, Termoemcali y Merilectrica), durante el fenómeno de “El Niño” del año 2009. Para ello fueron utilizados los datos de generación eléctrica diaria histórica para el período agosto de 2009 a junio de 2010, convertidos a consumos de gas a partir del "heat rate" de cada central. Datos tomados de XM. S.A. ESP.

**Tabla 7**

Nodos	Demanda Total	Residencial	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica	Termoeléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	0.0	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.5	1.0	-	0.1	-	-	-	6.3
Magdalena	6.4	2.8	0.7	0.4	2.5	-	-	-
Atlántico	318.7	12.2	44.1	1.8	10.6	-	-	250.0
Bolivar	94.3	6.4	35.9	0.9	4.8	14.9	9.0	22.4
Cordoba-Sucre	26.4	5.7	17.9	0.8	2.0	-	-	-
Cesar	17.3	2.9	12.4	0.8	1.2	-	-	-
Barranca Bermeja	132.2	1.3	10.9	0.3	0.4	103.2	3.8	12.2
Bucamaranga	18.6	9.7	1.8	2.4	4.7	-	-	-
Antioquia	129.0	9.3	19.4	1.1	8.2	-	-	91.1
Vasconia	0.0	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.4	1.4	3.7	0.4	0.9	-	-	-
GBS	16.2	2.4	12.3	0.6	0.9	-	-	-
Villavicencio	12.9	3.2	4.8	0.7	4.2	-	-	-
Bogota	124.5	39.3	48.7	9.5	26.9	-	-	-
Mariquita	0.0	-	-	-	-	-	-	-
CGR	22.6	8.4	9.2	0.9	4.2	-	-	-
Valle del Cauca	119.1	13.1	32.0	4.1	18.4	-	-	51.5
Tolima-Huila	35.0	7.5	6.1	0.8	4.7	-	-	16.0

La demanda media total considerada en diciembre de 2011 con baja hidraulicidad es de 1086.9 MPCD con un desvio estándar de 151 MPCD.

### 3.2.1.2. Demanda año 2018 (Suponiendo el fenómeno de “El Niño”)

Se toman las proyecciones de demanda de la UPME para el año 2018 con las correcciones anteriores para reflejar la demanda potencial para generación en correspondencia con el fenómeno de “El Niño” (Tabla 8). En el caso particular de la demanda de refinación se incluye la demanda de nuevas refinerías como Reficar y la expansión de la refinería de Barrancabermeja. Datos tomados del “Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural en Colombia”, UPME (2009).

Tabla 8

Nodos	Demanda Total	Residencial	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica	Termoeléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	0.0	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.8	1.3	-	0.2	-	-	-	6.3
Magdalena	8.6	3.7	0.7	0.5	3.6	-	-	-
Atlántico	332.9	15.9	49.5	2.2	15.3	-	-	250.0
Bolívar	144.2	8.3	40.3	1.2	7.0	56.2	9.0	22.4
Córdoba-Sucre	31.4	7.4	20.0	1.0	2.9	-	-	-
Cesar	23.6	4.4	16.1	1.0	2.1	-	-	-
Barranca Bermeja	180.0	2.0	14.2	0.4	0.8	146.6	3.8	12.2
Bucaramanga	28.5	14.6	2.4	2.9	8.6	-	-	-
Antioquia	141.1	11.5	22.0	1.5	15.0	-	-	91.1
Vasconia	0.0	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.6	2.1	4.3	0.5	1.7	-	-	-
GBS	19.5	3.0	14.1	0.7	1.7	-	-	-
Villavicencio	18.2	4.2	5.5	0.9	7.6	-	-	-
Bogotá	165.7	48.9	55.7	11.9	49.2	-	-	-
Mariquita	0.0	-	-	-	-	-	-	-
CGR	32.9	11.9	12.1	1.3	7.6	-	-	-
Valle del Cauca	150.9	22.8	37.8	5.2	33.6	-	-	51.5
Tolima-Huila	41.7	9.2	7.0	1.0	8.6	-	-	16.0

La demanda media total estimada para el año 2018 con baja hidráulica es de 1335.7 MPCD.

### 3.2.2. Capacidades de producción

Por su importancia en relación con el sistema de Colombia, en el Informe Fase I-A fueron considerados en detalle los datos estadísticos de los campos de la Guajira y Cusiana, de acuerdo con la información suministrada a la CREG por las empresas.

En cuanto a las características propias de las interrupciones, teniendo en cuenta los histogramas de los datos suministrados por las empresas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas es considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones se modela, como es habitual en estos casos, como un proceso de Poisson. Los valores del número medio de interrupciones por año, la duración media de la interrupción, el desvío estándar y los volúmenes cortados mínimos y máximos fueron obtenidos de los datos suministrados a la CREG y se resumen en la tabla 9.

Para el resto de las cuencas productivas más pequeñas, no habiendo datos específicos suficientes, se adoptaron en forma preliminar los valores de Cusiana.

#### 3.2.2.1. Capacidad de producción en Diciembre 2011

A los efectos de este estudio, se consideran las expectativas de producción declaradas por las empresas para Diciembre de 2011, en particular los aumentos previstos en Cusiana y la incorporación de los campos de Gibraltar según se muestra en la Tabla 9.

**Tabla 9**

Puntos de Inyección	Capacidad de Inyección	Interrupción por año	Duración media	Desvío Estandar	Porcentaje de Volumen cortado min	de Volumen cortado max
	MPCD		horas	horas		
P. Ballena	700.0	5.83	43.30	49.27	0.40	0.45
La Creciente	80.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Mag. Medio	15.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Payoa y Provincia	31.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Gibraltar	33.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Cusiana	320.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Sumistro Sur	15.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20

La capacidad de inyección máxima total es de 1194 MPCD. Siendo la oferta total menor que la demanda media (1287 MPCD durante los períodos de sequía, incluyendo 200 MPCD de exportaciones a Venezuela), la situación en Colombia puede describirse actualmente más como un problema de seguridad de abastecimiento que de confiabilidad, ya que aún sin restricciones en la capacidad máxima de transporte y producción durante muchos días del año no resultará posible abastecer a la demanda.

### 3.2.2.2. Capacidad de producción en el año 2018

Análogamente al caso anterior, se consideran las expectativas de producción declaradas por las empresas para el año 2018, las que resultan más o menos estables, con excepción de la fuerte declinación estimada en La Guajira según se puede ver en la Tabla 10.

**Tabla 10**

Puntos de Inyección	Capacidad de Inyección	Interrupción por año	Duración media	Desvío Estandar	Porcentaje de Volumen cortado min	de Volumen cortado max
	MPCD		horas	horas		
P. Ballena	315.3	5.83	43.30	49.27	0.40	0.45
La Creciente	80.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Mag. Medio	15.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Payoa y Provincia	31.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Gibraltar	33.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Cusiana	320.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20
Sumistro Sur	13.0	8.33	52.91	84.30	0.10	0.20

De acuerdo con la prospectiva actual para el año 2018, la capacidad de inyección máxima total sería de 807 MPCD. Siendo la oferta total mucho menor que la demanda media (1336 MPCD), en caso de que los pronósticos se cumplan y no se realicen nuevos descubrimientos, se prevé para el año 2018 un déficit de oferta de unos 600 MPCD.

### 3.2.3. Capacidades de transporte

Por su parte, para sistema de transporte se utilizaron los datos suministrados a la CREG por las TGI y Promigas.

En cuanto a las características propias de las interrupciones, al igual que para las cuencas productivas, teniendo en cuenta los histogramas de los datos suministrados por las empresas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas es considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones se modela, como es habitual en estos casos, como un proceso de Poisson. Los valores del número medio de interrupciones por año, la duración media de la interrupción, el desvío estándar y los volúmenes cortados mínimos y máximos fueron obtenidos de los datos suministrados a la CREG y se resumen en la Tabla 11.

En el caso de transporte, la tasa media de interrupciones fue dada inicialmente para todo el sistema de cada una de las empresas, por lo cual, en forma preliminar se adoptó para cada segmento de transporte una tasa de falla proporcional a la longitud del segmento dividida por la longitud total. La tasa media de falla y el resto de las propiedades probabilísticas deberían ser especificadas para cada segmento a partir de nuevos estudios aportados por las Transportistas.

En el caso de TGI, esta empresa suministró nuevos datos con las fallas por tramo desde el año 2007 hasta el año 2010. Estos datos están incluidos en la Tabla 11. Para la profundidad de las interrupciones (porcentaje de la capacidad afectada) por tramo se aproximó el histograma obtenido a una distribución uniforme diferenciando los tramos antes y después de la estación compresora en Vasconia. Los datos suministrados mostraban que los eventos considerados en la estadística podían ir desde valores nulos hasta valores de un tercio a un medio de la capacidad en la mayoría de los casos. Cuando se cuente con mejor información estadística, la distribución uniforme podría ser reemplazada por una distribución tipo beta, que representaría mejor la distribución no uniforme de probabilidades entre los valores máximos y mínimos que aparece en la información preliminar enviada por TGI.

Es importante destacar que la función de distribución del volumen de los cortes es particularmente importante para el estudio de la confiabilidad. Por ejemplo, si la probabilidad de un corte total de la capacidad de transporte de un gasoducto troncal o de la producción de Cusiana es muy baja, no resultarían necesarias inversiones de confiabilidad para los usuarios residenciales ya que se cortarían primero el servicio del resto de los usuarios y nunca se verían afectados estos usuarios.

### *3.2.3.1. Capacidad de transporte en Diciembre 2011*

Los valores de la capacidad máxima de transporte considerada en cada tramo corresponden a los de fines del año 2011, de acuerdo con la información enviada por las transportistas y a las expansiones actualmente en marcha como se muestra en la Tabla 11. En particular respecto de la situación actual (agosto 2010), se incrementa la capacidad de transporte Cusiana-Vasconia/Bogota (Tramos GBS – Cundboy, Cundboy – Vasconia y Cundboy – Bogota) según lo previsto por los transportistas para fines del año 2011 a los efectos de acompañar el incremento de la producción de Cusiana. Los datos fueron tomados del BEO de TGI S.A. ESP para diciembre de 2011.

Tabla 11

Tramos de transporte	Longitud	Capacidad máxima	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen
	km	MPCD		horas	horas		
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20
La Guajira - Magdalena	90	533.6	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20
Magdalena - Atlantico	107	533.6	0.44	41.39	110.87	0.10	0.20
Atlantico - Bolivar	113	240.0	0.47	41.39	110.87	0.10	0.20
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	0.38	41.39	110.87	0.10	0.20
P. Ballena - Cesar	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	3.56	39.40	65.00	-	0.36
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	1.16	39.40	65.00	-	0.36
Vasconia - Antioquia	148	72.5	1.81	39.40	65.00	-	0.36
Cundboy - Vasconia	92	170.0	1.13	39.40	65.00	-	0.36
Cundboy - Bogota	114	155.0	2.15	39.40	65.00	-	0.36
GBS - Cundboy	188	392.0	1.85	39.40	65.00	-	0.36
GBS - Villavicencio	148	30.0	2.46	39.40	65.00	-	0.36
Villavicencio - Bogota	121	17.3	1.48	39.40	65.00	-	0.36
Vasconia - Mariquita	122	134.0	2.46	39.40	65.00	-	0.42
Mariquita - CQR	185	134.0	5.23	39.40	65.00	-	0.42
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	3.69	39.40	65.00	-	0.42
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	1.54	39.40	65.00	-	0.42

### 3.2.3.2. Capacidad de transporte en el año 2018

Para el año 2018, se parte de la capacidad de transporte de fines del año 2011 y se realizan los cambios en la capacidad de transporte requeridos para satisfacer la demanda de acuerdo con la nueva situación en las cuencas de producción y las incorporaciones previstas de barcos regasificadores de GNL ya sea en el Atlántico o en el Pacífico.

La Tabla 12 muestra los incrementos de capacidad de transporte previstos para el año 2018 considerando solamente la existencia de una planta de regasificación en el Atlántico con una capacidad de inyección de 600 MPCD.

Tabla 12

Tramos de transporte	Longitud	Capacidad máxima	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	km	MPCD		horas	horas			MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20	60.0	594.5
La Guajira - Magdalena	90	533.6	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20	60.0	593.6
Magdalena - Atlantico	107	533.6	0.44	41.39	110.87	0.10	0.20	60.0	593.6
Atlantico - Bolivar	113	240.0	0.47	41.39	110.87	0.10	0.20	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	0.38	41.39	110.87	0.10	0.20	-	123.0
P. Ballena - Cesar	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36	220.0	410.0
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36	200.0	390.0
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	3.56	39.40	65.00	-	0.36	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	1.16	39.40	65.00	-	0.36	40.0	265.0
Vasconia - Antioquia	148	72.5	1.81	39.40	65.00	-	0.36	100.0	172.5
Cundboy - Vasconia	92	170.0	1.13	39.40	65.00	-	0.36	-	170.0
Cundboy - Bogota	114	155.0	2.15	39.40	65.00	-	0.36	40.0	195.0
GBS - Cundboy	188	392.0	1.85	39.40	65.00	-	0.36	-	392.0
GBS - Villavicencio	148	30.0	2.46	39.40	65.00	-	0.36	-	30.0
Villavicencio - Bogota	121	17.3	1.48	39.40	65.00	-	0.36	-	17.3
Vasconia - Mariquita	122	134.0	2.46	39.40	65.00	-	0.42	80.0	214.0
Mariquita - CQR	185	134.0	5.23	39.40	65.00	-	0.42	70.0	204.0
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	3.69	39.40	65.00	-	0.42	40.0	174.0
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	1.54	39.40	65.00	-	0.42	30.0	41.0

Por su parte, la Tabla 13 muestra los incrementos de capacidad de transporte previstos para el año 2018 considerando la existencia de dos barcos regasificadores, uno en la costa Atlántica y otro en el Pacífico, cada uno de ellos con una capacidad de inyección de 300 MPCD.

Como se puede apreciar comparando ambas tablas, la existencia de puntos de regasificación en ambos extremos del sistema permite una mucho mejor utilización de la capacidad de transporte existente, requiriéndose expansiones de transporte mucho menores para acompañar el crecimiento de la demanda y la nueva distribución de los volúmenes de inyección.

Tabla 13

Tramos de transporte	Longitud	Capacidad máxima	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	km	MPCD		horas	horas			MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20	40.0	574.5
La Guajira - Magdalena	90	533.6	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20	40.0	573.6
Magdalena - Atlantico	107	533.6	0.44	41.39	110.87	0.10	0.20	40.0	573.6
Atlantico - Bolivar	113	240.0	0.47	41.39	110.87	0.10	0.20	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	0.38	41.39	110.87	0.10	0.20	-	123.0
P. Ballena - Cesar	289	190.0	3.55	39.24	63.68	-	0.36	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	3.55	39.24	63.68	-	0.36	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	3.56	39.24	63.68	-	0.36	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	1.16	39.24	63.68	-	0.36	-	225.0
Vasconia - Antioquia	148	72.5	1.81	39.24	63.68	-	0.36	120.0	192.5
Cundboy - Vasconia	92	170.0	1.13	39.24	63.68	-	0.36	-	170.0
Cundboy - Bogota	114	155.0	1.39	39.24	63.68	-	0.36	40.0	195.0
GBS - Cundboy	188	392.0	2.30	39.24	63.68	-	0.36	-	392.0
GBS - Villavicencio	148	30.0	1.81	39.24	63.68	-	0.36	-	30.0
Villavicencio - Bogota	121	17.3	1.48	39.24	63.68	-	0.36	-	17.3
Vasconia - Mariquita	122	134.0	1.50	39.24	63.68	-	0.42	-	134.0
Mariquita - CQR	185	134.0	2.27	39.24	63.68	-	0.42	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	1.57	39.24	63.68	-	0.42	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	3.35	39.24	63.68	-	0.42	40.0	51.0

### 3.2.4. Costo de las restricciones

Este es un aspecto donde es imprescindible contar con información más detallada para que el modelo pueda aportar una descripción más adecuada del funcionamiento del sistema.

Particularmente resulta necesario que las Distribuidoras informen los volúmenes de usuarios industriales y de generación con capacidad de sustitución por combustibles relativamente baratos como el fuel oil en relación con los volúmenes de usuarios sin capacidad de sustitución, y cuyo costo de restricción es de la pérdida de producción o de las consecuencias de la energía no suministrada.

La importancia de esta diferenciación radica en que la forma más económica de aportar confiabilidad al sistema es el corte coordinado de los usuarios con capacidad de sustitución, como se demuestra cuando se analizan los resultados del modelo.

Hasta tanto no se cuente con esa información más detallada, para efectos del ejercicio que se realiza en el presente estudio, se utilizó un valor promedio del costo de restricción de usuarios industriales entre el valor del fuel oil y el costo de las pérdidas de producción como se muestra en la

Tabla 14.

Para los clientes residenciales, el costo de los cortes tiene en cuenta que la duración del corte suele ser mucho mayor que la duración de la falta de gas ya que el reintegro del servicio requiere una inspección casa por casa. También deben tenerse en cuenta los riesgos derivados del peligro de explosiones por la acumulación inadvertida de gas al restablecerse el servicio. Las Distribuidoras podrían realizar un estudio específico para definir este costo pero indudablemente debería ser mucho más alto que la sola referencia a la utilización alternativa del servicio eléctrico.

Para el GNV, el costo que genera una interrupción a los usuarios de este segmento del mercado se calculó a partir del diferencial de precios entre la gasolina y el GNV a precios de enero de 2010.

Para la generación térmica se utilizó el diferencial de precios entre el diesel (considerado como el combustible sustituto) y el gas natural. Sin embargo, en este punto valen las mismas consideraciones relacionadas con los industriales y si existen plantas termoeléctricas sin capacidad de sustitución el costo de la restricción en el servicio de gas resultaría mucho más alto.

Los valores preliminares adoptados para este Informe se muestran en la

**Tabla 14**, siendo importante mencionar una vez más la necesidad de contar con información adicional sobre los volúmenes con capacidad de sustitución o no en cada segmento de usuario.

**Tabla 14**

Nodos	Costo Residen- Comercial	Costo GNV	Costo Industrial	Costo Termo- eléctrica
	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu
P. Ballena	100.0	12.1	11.5	12.3
La Guajira	100.0	12.1	11.5	12.3
Magdalena	100.0	12.1	11.5	12.3
Atlántico	100.0	12.1	11.5	12.3
Bolivar	100.0	12.1	11.5	12.3
Cordoba-Sucre	100.0	12.1	11.5	12.3
Cesar	100.0	12.1	11.5	12.3
Barranca Bermeja	100.0	12.1	11.5	12.3
Bucaramanga	100.0	12.1	11.5	12.3
Antioquia	100.0	12.1	11.5	12.3
Vasconia	100.0	12.1	11.5	12.3
Cundboy	100.0	12.1	11.5	12.3
GBS	100.0	12.1	11.5	12.3
Villavicencio	100.0	12.1	11.5	12.3
Bogota	100.0	12.1	11.5	12.3
Mariquita	100.0	12.1	11.5	12.3
CQR	100.0	12.1	11.5	12.3
Valle del Cauca	100.0	12.1	11.5	12.3
Tolima-Huila	100.0	12.1	11.5	12.3

### 3.2.5. Proyectos de seguridad de abastecimiento y confiabilidad

#### 3.2.5.1. Introducción

Las alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema se pueden clasificar de la siguiente manera: a) Almacenamientos, b) Redundancia en el abastecimiento de gas, c) Redundancia en el transporte de gas, d) Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos y e) Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural.

## **Almacenamientos**

Dentro de la alternativa a) Almacenamientos existen las siguientes:

- Almacenamientos de Gas Natural en formaciones naturales (cavernas salinas, acuíferos, campos depletados).
- Almacenamientos de Gas Natural Licuado (GNL) en plantas en tierra o barcos regasificadores. Los almacenamientos pueden ser abastecidos externamente con GNL o abastecidos con licuefacción lenta utilizando el mismo gas natural del sistema como en las plantas de “peak-shaving”.
- Almacenamientos de Gas Natural Sintético (GLP). El GLP se mezcla con aire en plantas de propano-aire para su inyección en los gasoductos de gas natural.
- Almacenamientos en forma de Gas Natural Comprimido (GNC).

Es importante notar que todas las alternativas aquí consideradas como almacenamientos pueden ser consideradas también como de redundancia en el abastecimiento de gas si se asegura el flujo continuo del combustible (es decir, si puede garantizarse el flujo continuo de GNL por medio de barcos metaneros, o de camiones de GLP en el caso de las plantas de Propano-Aire, o de camiones de cilindros de GNC en el caso de Gas Natural Comprimido). Sin embargo debe considerarse también que, en los últimos dos casos debido a los pequeños volúmenes, la fuente de abastecimiento será necesariamente de carácter local.

### **Redundancia en el abastecimiento de gas**

Dentro del tipo b), correspondiente a la redundancia en el abastecimiento de gas, además de la existencia de campos de producción nacionales y regionales múltiples, que es un dato geológico que no puede modificarse, es posible aumentar la redundancia en el sistema de abastecimiento a través de la instalación de plantas de regasificación para la importación de GNL en zonas portuarias mediante el abastecimiento continuo con barcos metaneros.

### **Redundancia en el transporte de gas**

Dentro del tipo c) correspondiente a la redundancia en el sistema de transporte, la mitigación de las interrupciones puede ser resuelta mediante la construcción de otros gasoductos, garantizando que haya más de una fuente de suministro a cada punto. Este grupo incluye el caso de la contratación de una capacidad extra dentro de un gasoducto existente para cubrir picos excepcionales de demanda.

### **Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos**

Soluciones del tipo d), que resultan muchas veces muy eficientes, pueden obtenerse mediante la aplicación de reglas de despacho adecuadas y un sistema contractual y operativo ajustado a la sustitución coordinada de combustibles alternativos por parte de grandes usuarios con instalaciones adecuadas para dicho cambio, como suele ser el caso de las centrales térmicas.

### **Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural**

Las inversiones para disminuir la tasa de falla en el transporte o en la producción pueden ser económicamente convenientes cuando se analiza su influencia sobre los costos derivados de las consecuencias de las fallas en el sistema de abastecimiento.

Por ejemplo, el cambio de trazado o la re-ingeniería de tramos de gasoductos en zonas geológicamente inestables o la construcción de líneas redundantes en plantas de tratamiento de gas o la instalación de compresores podrían disminuir la tasa de de falla en tramos críticos del transporte, en el primer caso, o en campos productivos, en el segundo, requiriendo inversiones que son mínimas en relación con las consecuencias de la salida de servicio del sistema correspondiente sobre los usuarios afectados.

El modelo de confiabilidad desarrollado para esta consultoría permite incorporar en los nodos y segmentos del modelo cualquiera de las soluciones de confiabilidad mencionadas previamente.

En el caso de las soluciones de confiabilidad caracterizadas como almacenamientos (almacenamientos subterráneos de gas natural, plantas de peak-shaving de GNL, plantas de peak-shaving de Propano-Aires, plantas de GNC) la información requerida en todos los casos es: inyección máxima, costo de combustible, inversión de capital, costo anual de operación y mantenimiento, tasa interna de retorno antes de impuestos, años de amortización, capacidad de almacenamiento y días para el relleno del almacenamiento.

#### *3.2.5.2. Proyectos de confiabilidad considerados*

En este Informe se analizaron: a) Planta de Peak-shaving en Bogotá propuesta por Gas Natural, b) Almacenamiento Subterráneo en el yacimiento de Montañuelo ubicado en las cercanías de Gualanday de acuerdo a estudios realizados para Ecogas, c) Inversión en una planta de aminas de respaldo en Cusiana para evitar la salida de servicio por mantenimiento programado y d) Plantas genéricas de Propano-Aire.

En la Tabla 15, se muestran los datos utilizados en base a la información suministrada. El costo del combustible para el almacenamiento subterráneo y la planta de peak-shaving es el costo del gas natural puesto en la planta (incluyendo los costos de transporte del gas) más los costos de compresión en el caso del almacenamiento subterráneo y los costos de licuefacción en el caso de la planta de peak-shaving. El resto de los costos anuales de operación y mantenimiento, que ocurren se utilice o no la planta, se suman al recupero de la inversión.

En el caso de la planta de aminas de respaldo a instalar en el campo Cusiana, se considera una inversión de 100 MMUS\$. La estimación del efecto sobre la confiabilidad se realiza eliminando las paradas programadas en Cusiana. De esta manera la tasa estimada de interrupciones de Cusiana se reduce de 8.33 a 1.83 eventos por año, considerando solamente las interrupciones no programadas obtenidas en la información estadística.

La tasa de descuento utilizada en todos los casos es la establecida por la CREG para las actividades de distribución.

Tabla 15

Inyección máxima en P. Confab.	Costo Combust.	Inversión en Planta de Confab.	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	Capacidad de Almacenam	Días para llenado	TIPO
MPCD	u\$/MMBTU	MMu\$	MMu\$	%		Mu\$/d	Mu\$/d	MPC		
170	5.0	179.8	4.5	11.31	20	63.1	75.4	700	109	PS. GNL
140	5.0	141	1.0	11.31	20	49.5	52.2	20,000	200	Almacenam
25	20.4	15	0.4	11.31	20	5.3	6.4	175	7	PS. Prop
		100.0	-	11.31	20	35.1	35.1			Cusiana P. Aminas

### 3.2.5.3. Proyectos de seguridad de abastecimiento considerados

En el caso de las soluciones para la seguridad de abastecimiento, como es el caso de las plantas y barcos de regasificación de GNL la información que se requiere es: inyección máxima, costo del GNL, inversión, costo de operación y mantenimiento anual, tasa interna de retorno antes de impuestos y años de amortización.

En la Tabla 16 se muestran los valores utilizados para la situación a fines del año 2011, suponiendo barcos regasificadores con una capacidad de vaporización máxima de 250 MPCD. La tasa de descuento seleccionada corresponde a la establecida por la CREG para los proyectos de transporte. El costo del GNL corresponde al valor Henry-Hub de Julio de 2010 (4.50 US\$/MMBTU) más un diferencial de precios de 0.50 US\$/MMBTU.

Tabla 16

Puntos de Inyección	Inyección máxima	Costo Combust.	Inversión	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	TIPO
	MPCD	u\$/MMBTU	MMu\$	MMu\$	%		Mu\$/d	Mu\$/d	
LNG Atlantico	250	5.0	250	9	14.4	20	105.8	130.5	Barco Reg
LNG Pacifico	250	5.0	250	9	14.4	20	105.8	130.5	Barco Reg

Por su parte, en la Tabla 17 se muestran los valores considerados para el año 2018. En este caso se supone que la capacidad de vaporización en cada barco regasificador se expande a 300 MPCD con un costo por barco de 270 MMUS\$. Dado que es necesario instalar en el Atlántico dos barcos regasificadores para alcanzar los 600 MPC, se supone que existen algunas economías derivadas del aprovechamiento de las instalaciones existentes (inversiones en puertos, muelles, etc.) de tal modo que el costo de la inversión total no resulta igual al doble (540 MMUS\$) sino que se reduce en 40 MMUS\$. Por la misma razón los costos de O&M tampoco se duplican como se muestra en la Tabla.

La tasa de descuento utilizada en todos los casos es la establecida por la CREG para las actividades de transporte.

Tabla 17

Puntos de Inyección	Inyección máxima	Costo Combust.	Inversión	Costo O&M anual	TIR antes de imp.	Años de amortiz.	Recupero de la inversión	Costo Total anual	TIPO
	MPCD	u\$s/MMBTu	MMu\$s	MMu\$s	%		Mu\$s/d	Mu\$s/d	
LNG Atlantico	600	5.0	500	16	14.4	20	211.6	255.5	Barco Reg
LNG Pacifico	300	5.0	270	9	14.4	20	114.3	138.9	Barco Reg

### 3.3. RESULTADOS DEL MODELO – SITUACIÓN A FINES DEL AÑO 2011

#### 3.3.1. Situación a fines del año 2011 sin proyectos de confiabilidad ni de seguridad de abastecimiento

La figura 16 muestra los valores medios de las inyecciones, caudales y restricciones a la industria con los datos indicados previamente correspondientes a la situación de fines del año 2011 con la demanda termoeléctrica correspondiente al fenómeno de El Niño.

Los niveles de restricciones anuales a los usuarios industriales indican que Colombia, antes que un problema de confiabilidad, tiene un problema que hemos definido como de seguridad de abastecimiento. Es decir que cuando las demandas de gas natural para generación eléctrica son elevadas no existe en el sistema suficiente capacidad de producción y transporte para abastecer a todo el sistema.

Los niveles de restricción son particularmente elevados en el Valle del Cauca y Tolima-Huila (donde también pueden esperarse restricciones al GNV) por encontrarse al final del sistema de abastecimiento (Tabla 18), y en Antioquia donde existe insuficiente capacidad de transporte para abastecer la demanda potencial de la central térmica Termosierra. En este último caso las restricciones al resto de los usuarios no se materializan cuando la central térmica funciona con otros combustibles.

Debido a las restricciones de transporte entre Vasconia y Mariquita y entre Vasconia y Antioquia, las restricciones a las exportaciones de gas no tan son elevadas (34 MPCD en promedio) como podría esperarse, ya que no es posible abastecer toda la demanda potencial al sur y al oeste de Vasconia.

El abastecimiento del sur del sistema y de la central Termosierra podría mejorarse aumentando la capacidad de transporte en los tramos mencionados, aprovechando volúmenes que se exportan a Venezuela.

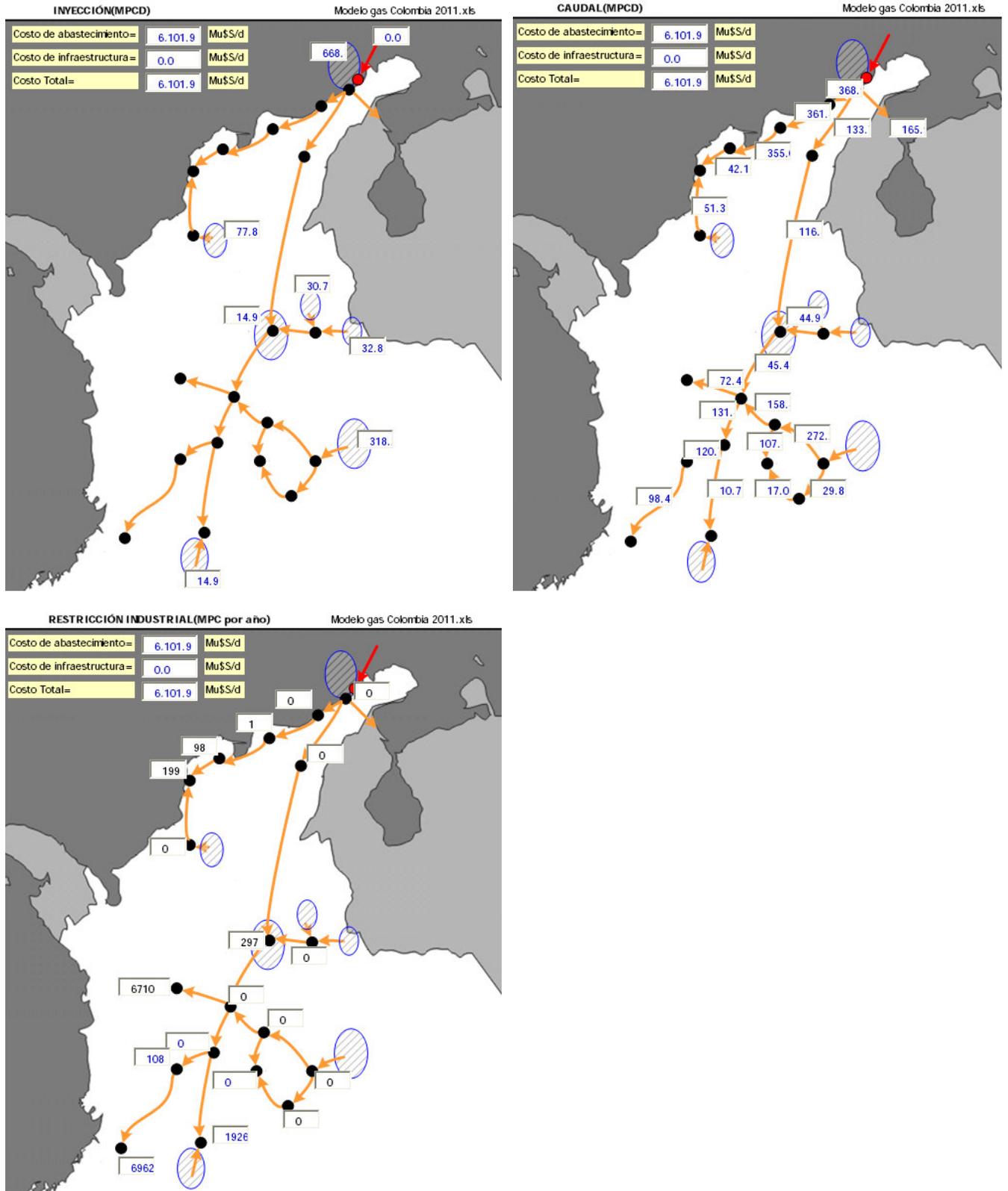


Fig. 16

El costo total de abastecimiento del sistema es de 2227 MMUS\$ al año, con un costo de restricciones de 388 MMUS\$ al año. Es importante destacar una vez más la necesidad de

discriminar entre usuarios industriales con y sin posibilidades de sustitución, a los efectos de perfeccionar el análisis de los costos de las restricciones y la definición de la confiabilidad óptima para este tipo de usuarios.

Tabla 18

	Costos de		Costos		Costo de Inversión	Costo Total					
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.							
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año					
	1,548.4	48.5	388.1	-	242.2	2,227.2					
Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.4	-	5.0	1.2	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Atlántico	313.4	-	19.7	98.0	73.7	-	-	1.8	3.7	1.8	-
Bolivar	94.0	-	-	199.1	-	-	-	-	7.3	-	-
Cordoba-Sucre	26.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	131.7	-	-	296.7	-	-	-	-	5.5	-	-
Bucamaranga	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	129.9	-	2,690.3	6,709.8	11,594.5	-	-	330.3	359.5	317.6	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	16.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	124.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	22.6	-	-	107.6	-	-	-	-	12.8	-	-
Valle del Cauca	119.8	-	757.0	6,962.3	86.0	-	-	80.3	326.7	9.1	-
Tolima-Huila	34.0	-	858.0	1,925.8	299.3	-	-	240.9	348.6	107.7	-
Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección									
	MPCD	MPCD									
P. Ballena	668.4	700.0									
La Creciente	77.8	80.0									
Mag. Medio	14.9	15.0									
Payoa y Provincia	30.7	31.0									
Gibraltar	32.8	33.0									
Cusiana	318.2	320.0									
Sumistro Sur	14.9	15.0									
LNG Atlantico	-	-									
LNG Pacifico	-	-									
Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad								
	MPCD	MPCD	MPCD								
P. Ballena - La Guajira	368.9	-	534.5								
La Guajira - Magdalena	361.4	-	533.6								
Magdalena - Atlantico	355.0	-	533.6								
Atlantico - Bolivar	42.1	-	240.0								
Bolivar - Cordoba.Sucre	51.3	-	123.0								
P. Ballena - Cesar	133.7	-	190.0								
Cesar - Barranca Bermeja	116.4	-	190.0								
Bucamaranga - Barranca Ber	44.9	-	50.0								
B. Bermeja - Vasconia	45.4	-	225.0								
Vasconia - Antioquia	72.4	-	72.5								
Cundboy - Vasconia	158.4	-	170.0								
Cundboy - Bogota	107.4	-	155.0								
GBS - Cundboy	272.2	-	392.0								
GBS - Villavicencio	29.8	-	30.0								
Villavicencio - Bogota	17.0	-	17.3								
Vasconia - Mariquita	131.4	-	134.0								
Mariquita - CQR	120.7	-	134.0								
CQR - Valle del Cauca	98.4	-	134.0								
Mariquita - Tolima.Hulia	10.7	-	11.0								

### **3.3.2. Situación a fines del año 2011 con inversiones de confiabilidad en Cusiana**

El primer proyecto de confiabilidad a estudiar consiste en la instalación de una planta de aminos de respaldo en el campo Cusiana, con una inversión estimada de 100 MMUS\$. La estimación del efecto sobre la confiabilidad se realiza eliminando las paradas programadas en Cusiana. De esta manera la tasa estimada de interrupciones de Cusiana se reduce de 8.33 a 1.83 eventos por año.

La figura 17 muestra los valores medios de las inyecciones, caudales y restricciones a la industria con los datos indicados previamente correspondientes a la situación de fines del año 2011 con la demanda termoeléctrica correspondiente al fenómeno de El Niño.

El costo anual de las restricciones baja de 388 MMUS\$ año a unos 366 MMUS\$ año, compensando por sí solo las inversiones en la planta de respaldo por lo que el costo total de abastecimiento del sistema se mantiene prácticamente sin cambios en 2230 MMUS\$ al año.

---

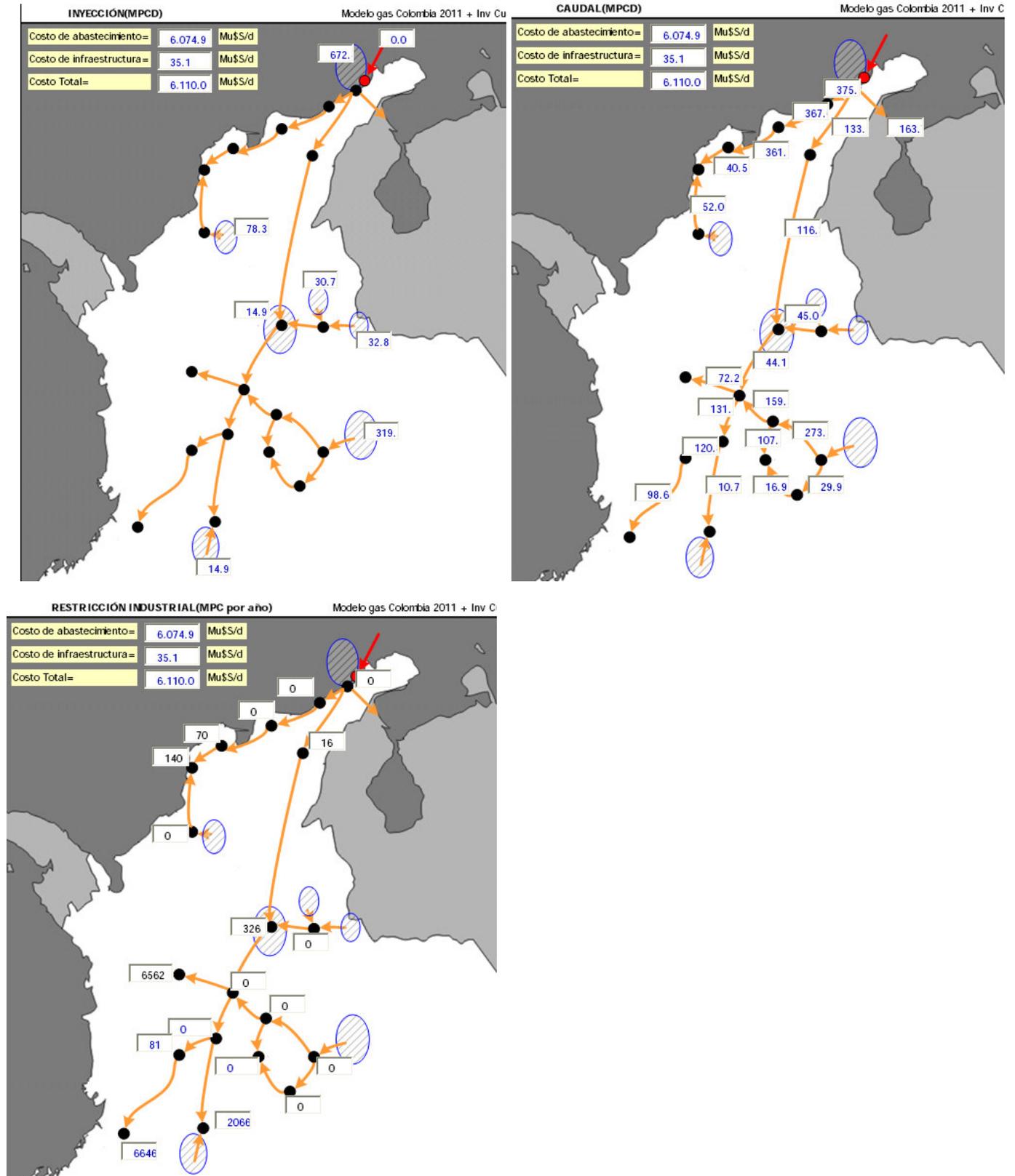


Fig. 17

Tabla 19

	Costos de						Costo Total
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos de Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
	1,556.5	51.5	366.4	-	243.0	12.8	2,230.1

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atlántico	320.8	-	-	70.1	-	-	-	-	1.8	-	-
Bolivar	92.9	-	-	139.8	-	-	-	-	5.5	-	-
Cordoba-Sucre	26.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	17.3	-	-	16.3	-	-	-	-	1.8	-	-
Barranca Bermeja	132.9	-	-	325.9	-	-	-	-	5.5	-	-
Bucamaranga	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	124.6	-	2,585.9	6,561.6	9,986.2	-	-	328.5	352.2	293.8	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	16.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	124.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	22.5	-	-	81.4	-	-	-	-	12.8	-	-
Valle del Cauca	119.4	-	902.9	6,645.7	58.0	-	-	74.8	335.8	3.7	-
Tolima-Huila	35.2	-	983.4	2,065.8	470.9	-	-	277.4	355.9	133.2	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	672.4	700.0
La Crecente	78.3	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.7	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	319.5	320.0
Sumistro Sur	14.9	15.0
LNG Atlantico	-	-
LNG Pacifico	-	-

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac.	Nueva Capacidad
		MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	375.1	-	534.5
La Guajira - Magdalena	367.6	-	533.6
Magdalena - Atlantico	361.1	-	533.6
Atlantico - Bolivar	40.5	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	52.0	-	123.0
P. Ballena - Cesar	133.5	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	116.3	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Ber	45.0	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	44.1	-	225.0
Vasconia - Antioquia	72.2	-	72.5
Cundboy - Vasconia	159.5	-	170.0
Cundboy - Bogota	107.5	-	155.0
GBS - Cundboy	273.5	-	392.0
GBS - Villavicencio	29.9	-	30.0
Villavicencio - Bogota	16.9	-	17.3
Vasconia - Mariquita	131.5	-	134.0
Mariquita - CQR	120.8	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	98.6	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	10.7	-	11.0

### 3.3.3. Situación a fines del año 2011 con Almacenamiento subterráneo

La segunda solución de confiabilidad estudiada corresponde al proyecto de almacenamiento subterráneo en el yacimiento de Montañuelo ubicado en las cercanías de Gualanday de acuerdo a estudios realizados para Ecogas. Los datos básicos del proyecto fueron tomados de dicho estudio, aunque se recalculó el costo de la inversión para tener en cuenta el costo del gas de colchón que queda inutilizado en el yacimiento. Se consideró una capacidad de inyección al sistema de 140 MPCD, una capacidad de almacenamiento útil de 20,000 MPC y



Como se puede ver en la Fig. 18 y en la Tabla 20, la ubicación del almacenamiento resulta útil solo para el abastecimiento de la zona sur, disminuyendo significativamente las restricciones en el Valle del Cauca. Las restricciones en Tolima-Huila y en Antioquia no se ven modificadas por falta de capacidad de transporte en los segmentos de transporte Mariquita-Tolima y Vasconia-Antioquía.

El costo anual de las restricciones baja de 388 MMUS\$ año a unos 345 MMUS\$ año, más que compensando la inversión en el almacenamiento valuada en 19 MMUS\$ año.

El costo total de abastecimiento del sistema resulta por lo tanto más bajo, pasando a 2220 MMUS\$ al año. Debe tenerse en cuenta también que el almacenamiento funciona en forma prácticamente continua mientras duran los niveles de demanda del fenómeno de El Niño. Esto ocurre debido a que el almacenamiento está siendo utilizado para palear un problema de seguridad de abastecimiento más que un problema de confiabilidad. Si la sequía se extiende más allá de unos 10 meses, el almacenamiento resultaría insuficiente y la situación de restricciones volvería a ser la del caso precedente.

---

Tabla 20

Nodos	Demanda	Restricción	Restricción	Restricción	Restricción	Planta de	Restricción	Restricción	Restricción	Restricción	Planta de
	Total	Residencial	GNV	Industrial	Generación	Confiab.	Residencial	GNV	Industrial	Generación	Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.4	-	5.0	1.2	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Atlántico	313.4	-	19.7	98.0	73.7	-	-	1.8	3.7	1.8	-
Bolivar	94.0	-	-	199.1	-	-	-	-	7.3	-	-
Cordoba-Sucre	26.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	131.7	-	-	296.7	-	-	-	-	5.5	-	-
Bucamaranga	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	129.9	-	2,690.3	6,709.8	11,594.5	-	-	330.3	359.5	317.6	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	16.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	124.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	20,285.9	-	-	-	-	365.0
CQR	22.6	-	-	6.7	-	-	-	-	3.7	-	-
Valle del Cauca	119.8	-	178.1	4,104.0	-	-	-	25.6	259.2	-	-
Tolima-Huila	34.0	-	836.1	1,860.8	299.3	-	-	237.3	348.6	107.7	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	642.1	700.0
La Creciente	76.5	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.7	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	318.2	320.0
Sumistro Sur	14.9	15.0
LNG Atlantico	-	-
LNG Pacifico	-	-

Tramos de transporte	Caudal	Incremento	Nueva
		de capac	Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	370.1	-	534.5
La Guajira - Magdalena	362.7	-	533.6
Magdalena - Atlantico	356.3	-	533.6
Atlantico - Bolivar	43.4	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	50.0	-	123.0
P. Ballena - Cesar	88.3	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	71.0	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Ber	44.9	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	0.0	-	225.0
Vasconia - Antioquia	72.4	-	72.5
Cundboy - Vasconia	158.4	-	170.0
Cundboy - Bogota	107.4	-	155.0
GBS - Cundboy	272.2	-	392.0
GBS - Villavicencio	29.8	-	30.0
Villavicencio - Bogota	17.0	-	17.3
Vasconia - Mariquita	86.0	-	134.0
Mariquita - CQR	130.6	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	108.0	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	10.9	-	11.0

### 3.3.4. Situación a fines del año 2011 con Planta 'peak-shaving' de GNL en Bogotá

La tercer solución de confiabilidad estudiada corresponde al proyecto de una planta de peak-shaving de GNL en Bogotá.

Los datos básicos del proyecto fueron tomados de las presentaciones realizadas por Gas Natural y CNO. Se consideró una capacidad de inyección al sistema de 170 MPCD, una capacidad de almacenamiento de 700 MPC y 109 días de llenado. El costo de la inversión se estimó en 179.8 MMUS\$ y el costo anual de operación y mantenimiento en 4.5 MMUS\$.

Las figuras siguientes muestran las inyecciones, caudales, restricciones industriales y aportes anuales de la planta de peak-shaving resultantes del modelo de confiabilidad.

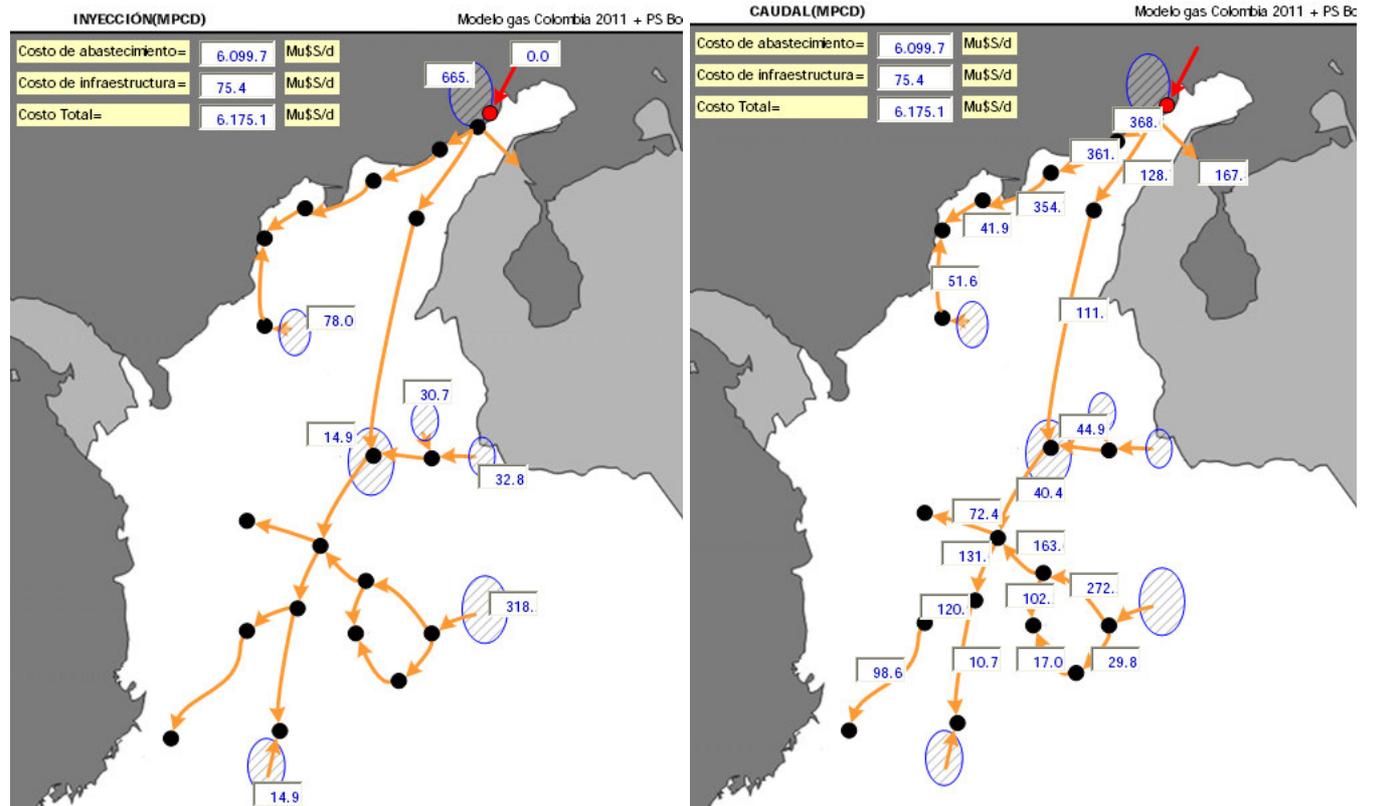




Tabla 21

Nodos	Demanda	Restricción	Restricción	Restricción	Restricción	Planta de	Restricción	Restricción	Restricción	Restricción	Planta de
	Total	Residencial	GNV	Industrial	Generación	Confiab.	Residencial	GNV	Industrial	Generación	Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.4	-	5.0	1.2	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Atlántico	313.4	-	19.7	98.0	73.7	-	-	1.8	3.7	1.8	-
Bolivar	94.0	-	-	199.1	-	-	-	-	7.3	-	-
Cordoba-Sucre	26.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	131.7	-	-	296.7	-	-	-	-	5.5	-	-
Bucamaranga	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	129.9	-	2,690.3	6,709.8	11,594.5	-	-	330.3	359.5	317.6	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	16.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	124.4	-	-	-	-	1,909.2	-	-	-	-	162.4
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	22.6	-	-	107.6	-	-	-	-	12.8	-	-
Valle del Cauca	119.8	-	757.0	6,945.8	23.2	-	-	80.3	326.7	7.3	-
Tolima-Hulia	34.0	-	854.3	1,925.8	299.3	-	-	240.9	348.6	107.7	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	665.1	700.0
La Creciente	78.0	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.7	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	318.2	320.0
Sumistro Sur	14.9	15.0
LNG Atlantico	-	-
LNG Pacifico	-	-

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	368.6	-	534.5
La Guajira - Magdalena	361.1	-	533.6
Magdalena - Atlantico	354.7	-	533.6
Atlantico - Bolivar	41.9	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	51.6	-	123.0
P. Ballena - Cesar	128.7	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	111.4	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Ber	44.9	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	40.4	-	225.0
Vasconia - Antioquia	72.4	-	72.5
Cundboy - Vasconia	163.6	-	170.0
Cundboy - Bogota	102.2	-	155.0
GBS - Cundboy	272.2	-	392.0
GBS - Villavicencio	29.8	-	30.0
Villavicencio - Bogota	17.0	-	17.3
Vasconia - Mariquita	131.6	-	134.0
Mariquita - CQR	120.9	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	98.6	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	10.7	-	11.0

### **3.3.5. Situación a fines del año 2011 con barco regasificador de GNL en la Costa Atlántica**

A continuación se analiza la situación a fines del año 2011 con la incorporación de plantas de regasificación, las cuales son las soluciones típicas asociadas a problemas de seguridad de abastecimiento.

Debe advertirse que el lugar óptimo de instalación de una planta de regasificación depende fundamentalmente de la evolución futura de las cuencas productivas en Colombia y no puede analizarse solamente considerando la situación de producción actual. Para ello se analiza posteriormente en este informe la situación esperada en el año 2018 de acuerdo con los pronósticos actuales de producción.

A los efectos de comparar con las soluciones de confiabilidad anteriores, se analiza a continuación como sería la situación a fines del año 2011 si se incorporarán plantas de regasificación en las costas del Atlántico y del Pacífico (ambos proyectos han sido propuestos para Colombia).

Teniendo en cuenta razones de costo y plazo de puesta en marcha, como también la flexibilidad que requiere el hecho de que la ubicación óptima de la planta puede cambiar con los resultados de descubrimientos futuros se considera que la solución más adecuada para Colombia es la utilización de barcos de regasificación. Esta tecnología está siendo utilizada exitosamente en Argentina y Brasil y ha sido elegida para el emprendimiento conjunto de Argentina y Uruguay en el Río de la Plata.

Al respecto, la CREG solicitó al Consultor que proveyera información acerca de los tiempos requeridos para la contratación de un barco regasificador. Esta información depende de las características particulares de cada proyecto y de las necesidades de adecuación de la infraestructura en el lugar de localización del buque. En cuanto a las condiciones del mercado global de GNL, actualmente se muestran favorables para este tipo de proyectos.

Después de una década de restricciones en la oferta, desde mediados de 2009 se ha verificado un excedente, tanto en la producción de GNL como en la disponibilidad de los buques, debido a varios factores como: la reducción de la demanda global de gas como consecuencia de la recesión mundial; la reducción de la demanda de los Estados Unidos debido a los desarrollos de 'shale gas' (gas no convencional); la entrada en operación de importantes proyectos de licuefacción como en el caso de Qatar (que representa dos tercios del incremento total de la capacidad de licuefacción prevista para 2009/2010).

Asimismo, en los últimos años se fueron flexibilizando las condiciones de contratación. Junto a los contratos tradicionales de largo plazo y con destino fijo, se está desarrollando un mercado 'spot' que permite la contratación estacional del suministro y el arbitraje de precios. En 2009, las transacciones 'spot' representaron un 16,4% del total comercializado.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Como ejemplos de flexibilización pueden citarse los siguientes: (i) Los primeros 3 trenes de la planta de licuefacción de Nigeria suplen contratos tradicionales con compradores europeos, mientras que la producción de los trenes 4 y 5 está comprometida con ENI, Shell y

---

La actividad de los buques metaneros también se vio reducida desde mediados de 2009. La baja en los volúmenes de GNL comercializados mundialmente, especialmente en la Cuenca Atlántica, redujo el precio 'spot' de los fletes a menos de US\$ 30.000 por día (desde un valor diario promedio de US\$ 40.000 – US\$ 50.000 en 2008 y un valor récord en septiembre de 2007 de US\$ 80.000). Las empresas navieras encuentran dificultades para alcanzar un nivel razonable de utilización de sus buques. Incluso, los buques metaneros encargados para el período 2008 y 2009 (aproximadamente 50 buques cada año) se incorporaron a la flota mundial de GNL (que totaliza aproximadamente 350 buques) antes que los proyectos de licuefacción a los que debían servir, aumentando la oferta de buques disponibles. En este período también bajaron los precios de los barcos: el costo de construcción de un buque metanero convencional que en 2008 se ubicaba en más de US\$ 240 millones, a fines de 2009 se colocó por debajo de los US\$ 200 millones.

En este contexto, existe gran disponibilidad a ofrecer los barcos metaneros para su transformación en buques dedicados al almacenamiento y regasificación de GNL. Los tiempos para la conversión de un buque metanero en instalación flotante de regasificación se estiman entre 8 y 10 meses (trabajos en astillero). El plazo total de implementación del proyecto depende de la magnitud de las obras de infraestructura que deban realizarse en el puerto receptor. También debe considerarse un tiempo adicional para el estudio, diseño y contractualización del proyecto. Podría decirse, entonces, que el proyecto de instalación de un buque regasificador por conversión de un buque metanero es de aproximadamente 2 años. Esta fue la modalidad utilizada por Petrobras en Brasil, que contrató con la empresa Golar LNG de Noruega la adecuación de los buques Golar Spirit (instalado en Pecém, Ceará) y Golar Winter (instalado frente a Rio de Janeiro). Estas unidades, denominadas FSRU -Floating Storage and Regassification Unit- fueron alquiladas por Petrobras por un período de 10 años, con opción de prórroga. Los trabajos de modificación se realizaron en los astilleros Keppel de Singapur. Para el abastecimiento de GNL, Petrobras celebró contratos flexibles de provisión de GNL con los más importantes proveedores del mundo, entre ellos Shell y BG Group. El GNL será destinado al consumo de centrales termoeléctricas.

También existen en el mercado buques regasificadores construidos como tales, como en el caso del proyecto implementado por la empresa estatal ENARSA en Bahía Blanca, Argentina. En este caso sólo se necesitaron adecuaciones en el muelle de recepción (el muelle ya existía) y el proyecto pudo implementarse en menos de un año. ENARSA celebró un contrato de locación con la empresa productora de hidrocarburos YPF (vinculada a Repsol de España), quien a su vez contrató el servicio del buque regasificador *Excelerate*, construido por la belga Exmar para la estadounidense *Excelerate Energy*. El GNL se destina a cubrir los picos de consumo durante los meses de invierno (mayo a septiembre).<sup>5</sup>

---

Total, que son libres de comercializar el GNL en cualquier región; (ii) La empresa eléctrica española Unión Fenosa tiene un contrato de largo plazo con Omán, pero en el pico de demanda de 2008 dispuso la desviación de sus cargamentos al mercado japonés.

<sup>5</sup> Este año, ENARSA encargó a YPF la contratación de un nuevo buque regasificador, que se instalaría a partir de 2011 en Escobar, provincia de Buenos Aires. El destino prioritario del GNL sería la alimentación de dos centrales térmicas ubicadas al sur de la provincia de Santa Fe.

---

Actualmente la flota mundial de buques regasificadores está compuesta por los siguientes:

- **EXCELERATE ENERGY (EXMAR):**
  - 5 buques diseñados como regasificadores: Excellence (2005); Excelsior (2005); Excelerate (2006); Explorer (2008); Express (2009). Operan en el Golfo de México y Massachusetts (Estados Unidos), Teesside (Inglaterra); Bahía Blanca, (Argentina); Mina Al-Ahmadi (Kuwait).
  - 3 buques regasificadores en construcción: Exquisite, Expedient, Exemplar.
- **GOLAR LNG:** conversión de buques metaneros en FSRU
  - Golar Spirit (2008): Ceará, Brasil
  - Golar Winter (2009): Río de Janeiro, Brasil
  - Golar Freeze (2010): Dubai, Emiratos Arabes
  - Golar Frost (2010); Livorno, Italia
- **HÖEGH LNG:** 2 buques diseñados como regasificadores para el proyecto Neptune de GDF Suez, a 18 km offshore de Massachusetts, USA.

Se considera en primer lugar un barco regasificador ubicado en P. Ballena, con una capacidad de inyección de 250 MPCD, un costo total incluyendo las instalaciones portuarias necesarias de 250 MMUS\$ y un costo anual de operación y mantenimiento de 9 MMUS\$.

El costo del GNL corresponde al valor Henry-Hub de Julio de 2010 (4.50 US\$/MMBTU) más un diferencial de precios de 0.50 US\$/MMBTU.

A los efectos de poder aprovechar la mayor inyección proveniente del buque regasificador se proyectaron las ampliaciones de transporte que se indican en la Tabla 22, con una inversión total en gasoductos de 450 MMUS\$.

Tabla 22

Tramos de transporte	Longitud km	Capacidad máxima	Incremento de capac	Nueva Capacidad
		MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	-	534.5
La Guajira - Magdalena	90	533.6	-	533.6
Magdalena - Atlantico	107	533.6	-	533.6
Atlantico - Bolivar	113	240.0	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	-	123.0
P. Ballena - Cesar	289	190.0	80.0	270.0
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	70.0	260.0
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	-	225.0
Vasconia - Antioquia	148	72.5	90.0	162.5
Cundboy - Vasconia	92	170.0	-	170.0
Cundboy - Bogota	114	155.0	-	155.0
GBS - Cundboy	188	392.0	-	392.0
GBS - Villavicencio	148	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	121	17.3	-	17.3
Vasconia - Mariquita	122	134.0	60.0	194.0
Mariquita - CQR	185	134.0	50.0	184.0
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	20.0	31.0

Como se puede ver en la Fig. 20 y en la Tabla 23, los aportes del barco regasificador al sistema son pequeños en el promedio anual debido a que el GNL no reemplaza exportaciones y el faltante de gas promedio, una vez cortadas las exportaciones, es relativamente pequeño.

El costo de las restricciones a los usuarios industriales se reduce a solo 20 MMUS\$ año (este costo era de 388 MMUS\$ año en el sistema sin inversiones de confiabilidad). Aunque el costo de las restricciones a las exportaciones es alto (ya que el GNL no las reemplaza), el costo total de abastecimiento al sistema se reduce a 2153 MMUS\$ anuales, aún a pesar de la relativamente escasa utilización de la inversión en el barco regasificador.



Tabla 23

	Costos de Gas		Costos de Exportac. Restric.		Costos de Restric. GNV		Costos de Restric. Industrial		Costos de Restric. Generación		Costo de Planta de Confab.		Costo Total	
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
	1,589.3	129.9	20.0	-	297.0	117.2	2,153.4							

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.4	-	5.0	1.2	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Atlántico	313.4	-	19.7	98.0	73.7	-	-	1.8	3.7	1.8	-
Bolivar	94.0	-	-	182.0	-	-	-	-	5.5	-	-
Cordoba-Sucre	26.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	131.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bucamaranga	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	129.9	-	71.2	359.9	37.0	-	-	9.1	40.2	7.3	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	16.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	124.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	22.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle del Cauca	119.8	-	-	869.0	-	-	-	-	87.6	-	-
Tolima-Huila	34.0	-	-	8.1	-	-	-	-	5.5	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	690.6	700.0
La Crecente	78.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.7	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	318.2	320.0
Sumistro Sur	14.9	15.0
LNG Atlantico	4.4	250.0
LNG Pacifico	-	-

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac.	Nueva Capacidad
		MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	368.1	-	534.5
La Guajira - Magdalena	360.6	-	533.6
Magdalena - Atlantico	354.2	-	533.6
Atlantico - Bolivar	41.4	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	52.1	-	123.0
P. Ballena - Cesar	218.5	80.0	270.0
Cesar - Barranca Bermeja	201.2	70.0	260.0
Bucamaranga - Barranca Ber	44.9	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	129.4	-	225.0
Vasconia - Antioquia	128.6	90.0	162.5
Cundboy - Vasconia	158.4	-	170.0
Cundboy - Bogota	107.4	-	155.0
GBS - Cundboy	272.2	-	392.0
GBS - Villavicencio	29.8	-	30.0
Villavicencio - Bogota	17.0	-	17.3
Vasconia - Mariquita	159.1	60.0	194.0
Mariquita - CQR	140.0	50.0	184.0
CQR - Valle del Cauca	117.4	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	19.1	20.0	31.0

### 3.3.6. Situación a fines del año 2011 con barco regasificador de GNL en la Costa del Pacífico

Se considera como segunda opción de seguridad de abastecimiento un barco regasificador ubicado en la costa del Pacífico en las proximidades de Cali.

A los efectos de realizar la comparación directa con el proyecto en el Atlántico se adoptaron los mismos parámetros del caso anterior: una capacidad de inyección de 250 MPCD, un costo total incluyendo las instalaciones portuarias necesarias de 250 MMUS\$ y un costo anual de operación y mantenimiento de 9 MMUS\$.

El costo del GNL corresponde al valor Henry-Hub de Julio de 2010 (4.50 US\$/MMBTU) más un diferencial de precios de 0.50 US\$/MMBTU.

A los efectos de poder aprovechar la mayor inyección proveniente del buque regasificador en el Pacífico se requieren ampliaciones de transporte mucho menores que en el caso anterior tal como se muestra en la Tabla 24. El costo de las ampliaciones de transporte proyectadas se estima en 126 MMUS\$.

**Tabla 24**

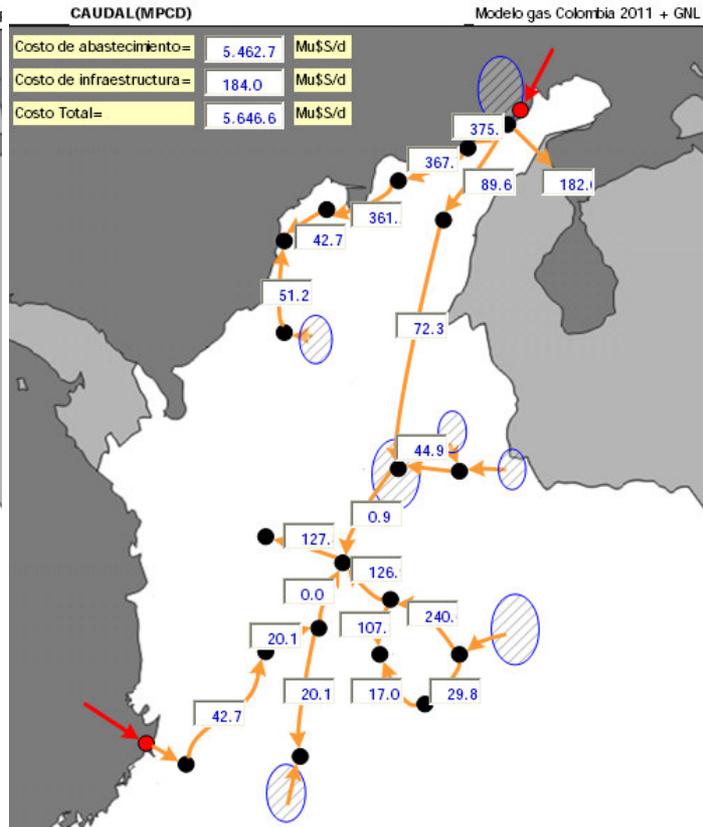
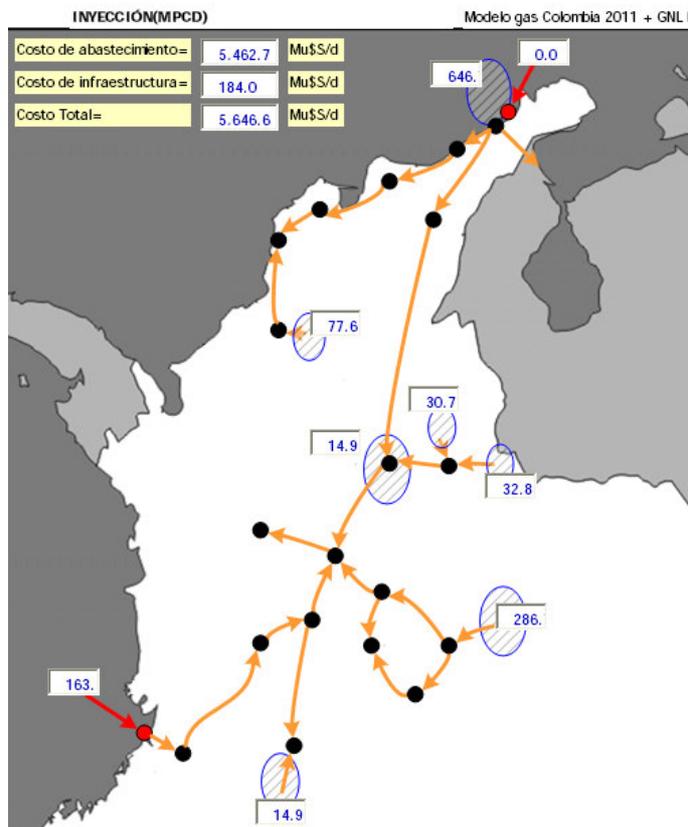
Tramos de transporte	Longitud km	Capacidad	Incremento	Nueva
		máxima MPCD	de capac MPCD	Capacidad MPCD
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	-	534.5
La Guajira - Magdalena	90	533.6	-	533.6
Magdalena - Atlantico	107	533.6	-	533.6
Atlantico - Bolivar	113	240.0	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	-	123.0
P. Ballena - Cesar	289	190.0	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	-	225.0
Vasconia - Antioquia	148	72.5	90.0	162.5
Cundboy - Vasconia	92	170.0	-	170.0
Cundboy - Bogota	114	155.0	-	155.0
GBS - Cundboy	188	392.0	-	392.0
GBS - Villavicencio	148	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	121	17.3	-	17.3
Vasconia - Mariquita	122	134.0	-	134.0
Mariquita - CQR	185	134.0	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	20.0	31.0

Como se puede ver en la Fig. 21 y en la Tabla 25, los aportes del barco regasificador al sistema corresponden a un promedio diario de 163 MPCD abasteciendo a todo el sistema sur de gasoductos de Colombia. Por otra parte, la liberación de los aportes de gas de P. Ballena permite mantener un nivel más alto de exportaciones y disminuir el costo de las restricciones a las mismas a 25 MMUS\$ año, correspondientes a un promedio de restricciones diarias de 18 MPCD.

El costo de las restricciones a los usuarios industriales se reduce a solo 10 MMUS\$ año.

Adicionalmente, debido a los menores trayectos de transporte requeridos para abastecer el sistema sur, los costos de transporte del sistema se reducen significativamente.

Todo lo anterior compensa sobradamente la inversión en el barco regasificador y resulta en el menor costo total de abastecimiento: 2061 MMUS\$ año.



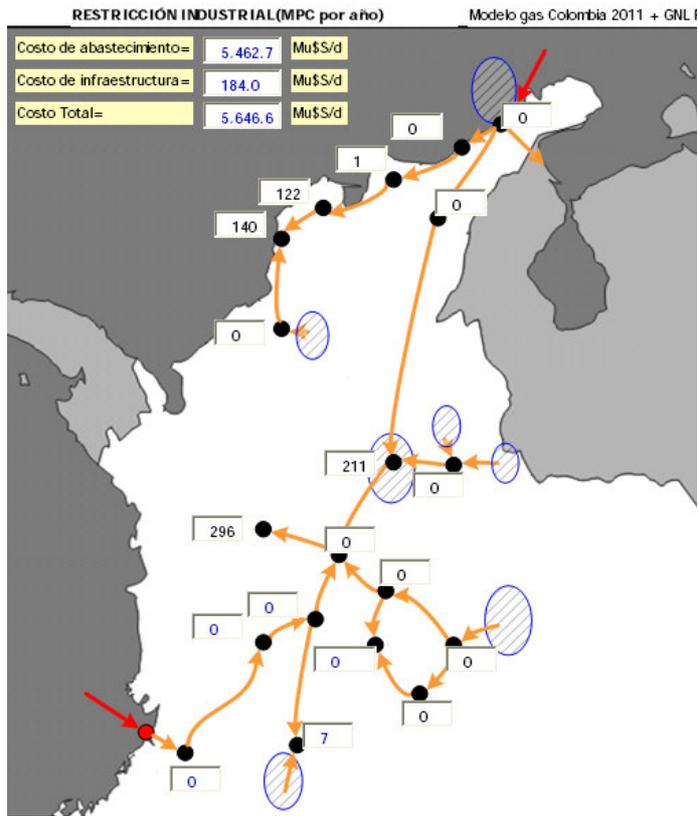


Fig. 21

Tabla 25

	Costos de		Costos		Costo de Inversión	Costo Total	
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Comb. P.Confiab.			
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	
	1,776.9	25.5	10.1	-	181.3	67.1	2,061.0

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.4	-	-	1.2	-	-	-	-	1.8	-	-
Atlántico	318.9	-	10.1	122.2	-	-	-	1.8	3.7	-	-
Bolívar	94.3	-	-	140.5	-	-	-	-	3.7	-	-
Cordoba-Sucre	26.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	17.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	131.8	-	-	211.2	-	-	-	-	5.5	-	-
Bucamaranga	18.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	128.8	-	48.5	295.9	39.9	-	-	7.3	38.3	5.5	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	6.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	16.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	124.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	22.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle del Cauca	120.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tolima-Huila	35.0	-	-	7.2	-	-	-	-	3.7	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	646.7	700.0
La Creciente	77.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.7	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	286.7	320.0
Sumistro Sur	14.9	15.0
LNG Atlantico	-	-
LNG Pacifico	163.1	250.0

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	375.1	-	534.5
La Guajira - Magdalena	367.7	-	533.6
Magdalena - Atlantico	361.2	-	533.6
Atlantico - Bolivar	42.7	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	51.2	-	123.0
P. Ballena - Cesar	89.6	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	72.3	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Ber	44.9	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	0.9	-	225.0
Vasconia - Antioquia	127.8	90.0	162.5
Cundboy - Vasconia	126.9	-	170.0
Cundboy - Bogota	107.3	-	155.0
GBS - Cundboy	240.6	-	392.0
GBS - Villavicencio	29.8	-	30.0
Villavicencio - Bogota	17.0	-	17.3
Vasconia - Mariquita	0.0	-	134.0
Mariquita - CQR	20.1	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	42.7	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	20.1	20.0	31.0

### 3.3.7. Situación a fines del año 2011 con Plantas de Propano Aire

Hasta tanto no se cuente con volúmenes discriminados de usuarios industriales y de generación sin capacidad de sustitución y, por lo tanto, con costos de restricciones más altos asociados al costo de la energía no suministrada, el costo del combustible de las plantas de

propano-aire estimado en 20.4 US\$/MMBTU resulta considerablemente más alto que el costo considerado para las restricciones a usuarios industriales (11.5 US\$/MMBTU), GNV (12.1 US\$/MMBTU) y generación (12.3 US\$/MMBTU).

Teniendo en cuenta que, como se muestra en la Tabla 26, el consumo residencial (los únicos usuarios con costos de restricciones más altos), constituye solamente el 14% de la demanda total y que con los datos proporcionados hasta el momento la probabilidad de restricciones mayores al 86% en los sistemas de producción y transporte es muy baja, las plantas de propano-aire no se utilizarían en ningún caso ya que resultaría más económico restringir el servicio al resto de los usuarios.

Considerando los costos típicos de inversión y operación y mantenimiento de una planta de propano-aire típica, cada una de ellas representaría un costo anual para el sistema de 2.3 MMUS\$ año.

Como consecuencia, con los datos con los que se cuenta hasta el momento, las plantas de propano-aire no resultarían soluciones económicamente convenientes.

**Tabla 26**

Nodos	Demanda Total	Residen-Comercial	GNV	Industrial-Refin-Petroq	Termo-eléctrica	Residen-Comercial	GNV	Industrial-Refin-Petroq	Termo-eléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	%	%	%	%
La Guajira	7.5	1.1	0.0	0.0	6.3	15%	0%	0%	85%
Magdalena	6.4	3.2	2.5	0.7	0.0	50%	39%	10%	0%
Atlántico	318.7	14.0	10.6	44.1	250.0	4%	3%	14%	78%
Bolívar	94.3	7.3	4.8	59.8	22.4	8%	5%	63%	24%
Cordoba-Sucre	26.4	6.5	2.0	17.9	0.0	25%	8%	68%	0%
Cesar	17.3	3.7	1.2	12.4	0.0	22%	7%	72%	0%
Barranca Bermeja	132.2	1.6	0.4	117.9	12.2	1%	0%	89%	9%
Bucamaranga	18.6	12.0	4.7	1.8	0.0	65%	25%	10%	0%
Antioquia	129.0	10.3	8.2	19.4	91.1	8%	6%	15%	71%
Vasconia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
Cundboy	6.4	1.8	0.9	3.7	0.0	28%	14%	58%	0%
GBS	16.2	3.0	0.9	12.3	0.0	18%	6%	76%	0%
Villavicencio	12.9	3.9	4.2	4.8	0.0	30%	32%	37%	0%
Bogota	124.5	48.9	26.9	48.7	0.0	39%	22%	39%	0%
Mariquita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
CQR	22.6	9.3	4.2	9.2	0.0	41%	18%	41%	0%
Valle del Cauca	119.1	17.2	18.4	32.0	51.5	14%	15%	27%	43%
Tolima-Huila	35.0	8.2	4.7	6.1	16.0	23%	13%	17%	46%
<b>TOTAL</b>	<b>1086.9</b>	<b>152.0</b>	<b>94.7</b>	<b>390.7</b>	<b>449.6</b>	<b>14%</b>	<b>9%</b>	<b>36%</b>	<b>41%</b>

### 3.4. RESULTADOS DEL MODELO – SITUACIÓN AL AÑO 2018

De acuerdo con la prospectiva actual para el año 2018, la capacidad de inyección máxima total sería de solo 807 MPCD, fundamentalmente debido a la declinación de la producción en P. Ballena. Siendo la oferta total mucho menor que la demanda media (1336 MPCD con baja hidráulica y sin considerar exportaciones a Venezuela), en caso de que los pronósticos se cumplan y no se realicen nuevos descubrimientos, se prevé para el año 2018 un déficit de oferta de unos 600 MPCD.

Por lo tanto, en este trabajo se supuso como caso base la existencia de un barco regasificador de GNL en P. Ballena con una capacidad de inyección de 600 MPCD. Este barco podría eventualmente ser reemplazado por importaciones desde Venezuela.

Se estudiaron las mismas soluciones de confiabilidad que en la sección 3.3. incluyendo la introducción de un segundo barco regasificador en la costa del Pacífico.

#### **3.4.1. Situación al año 2018 – Barco regasificador en la Costa Atlántica**

Las figuras siguientes muestran los valores medios de las inyecciones, caudales y restricciones a la industria con los datos indicados previamente correspondientes a la situación prevista para el año 2018 con la demanda termoeléctrica correspondiente al fenómeno de El Niño.

Debido a que la demanda media más un desvío estandar (1336 MPCD + 159 MPCD) es considerablemente mayor que la capacidad máxima de inyección (1407 MPCD) persisten situaciones de restricción por producción en los días de demanda térmica máxima, además de los que se originan por restricciones en el sistema de transporte.

Los niveles de restricción son particularmente elevados en el Valle del Cauca (donde también pueden esperarse restricciones al GNV) por encontrarse al final del sistema de abastecimiento (Tabla 27) y en menor medida en Antioquia, Bolívar y Atlántico cuando se producen picos de demanda de generación térmica.

El costo total de abastecimiento del sistema es de 2649 MMUS\$ al año, con un costo de restricciones de 89 MMUS\$ al año.



Tabla 27

Nodos	Costos de						Costo de Inversión	Costo Total
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos de Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversión		
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año		
	1,969.2	-	89.1	-	388.8	201.8	<b>2,649.0</b>	

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	8.6	-	-	1.3	-	-	-	-	1.8	-	-
Atlántico	327.6	-	10.1	95.8	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Bolivar	143.6	-	-	332.7	-	-	-	-	7.3	-	-
Cordoba-Sucre	31.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	179.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bucamaranga	28.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	142.0	-	104.2	453.2	-	-	-	9.1	47.5	-	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	19.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	18.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	165.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	32.9	-	-	18.4	-	-	-	-	5.5	-	-
Valle del Cauca	151.7	-	664.0	5,636.4	-	-	-	47.5	251.9	-	-
Tolima-Huila	40.8	-	-	394.6	-	-	-	-	65.7	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	312.9	315.3
La Creciente	78.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.8	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	318.3	320.0
Sumistro Sur	12.9	13.0
LNG Atlantico	507.8	600.0
LNG Pacifico	-	-

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	439.3	60.0	594.5
La Guajira - Magdalena	431.5	60.0	593.6
Magdalena - Atlantico	422.9	60.0	593.6
Atlantico - Bolivar	95.6	-	240.0
Bolivar - Cordoba,Sucre	47.1	-	123.0
P. Ballena - Cesar	381.4	220.0	410.0
Cesar - Barranca Bermeja	357.8	200.0	390.0
Bucamaranga - Barranca Ber	35.1	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	228.2	40.0	265.0
Vasconia - Antioquia	140.5	100.0	172.5
Cundboy - Vasconia	106.4	-	170.0
Cundboy - Bogota	153.8	40.0	195.0
GBS - Cundboy	268.8	-	392.0
GBS - Villavicencio	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	11.8	-	17.3
Vasconia - Mariquita	194.1	80.0	214.0
Mariquita - CQR	167.3	70.0	204.0
CQR - Valle del Cauca	134.4	40.0	174.0
Mariquita - Tolima.Huila	26.8	30.0	41.0

### **3.4.2. Situación al año 2018 con GNL en el Atlántico y con inversiones de confiabilidad en Cusiana**

El primer proyecto de confiabilidad a estudiar consiste en la instalación de una planta de aminas de respaldo en el campo Cusiana, con una inversión estimada de 100 MMUS\$. La estimación del efecto sobre la confiabilidad se realiza eliminando las paradas programadas en Cusiana. De esta manera la tasa estimada de interrupciones de Cusiana se reduce de 8.33 a 1.83 eventos por año.

Las figuras siguientes muestran los valores medios de las inyecciones, caudales y restricciones a la industria con los datos indicados previamente correspondientes a la situación en el año 2018 con la demanda termoeléctrica correspondiente al fenómeno de El Niño.

El costo anual de las restricciones baja de 89 MMUS\$ año a 72 MMUS\$ año, compensando solo parte de las inversiones en la planta de respaldo por lo que el costo total de abastecimiento del sistema aumenta de 2649 MMUS\$ a 2659 MMUS\$ al año.

.

---

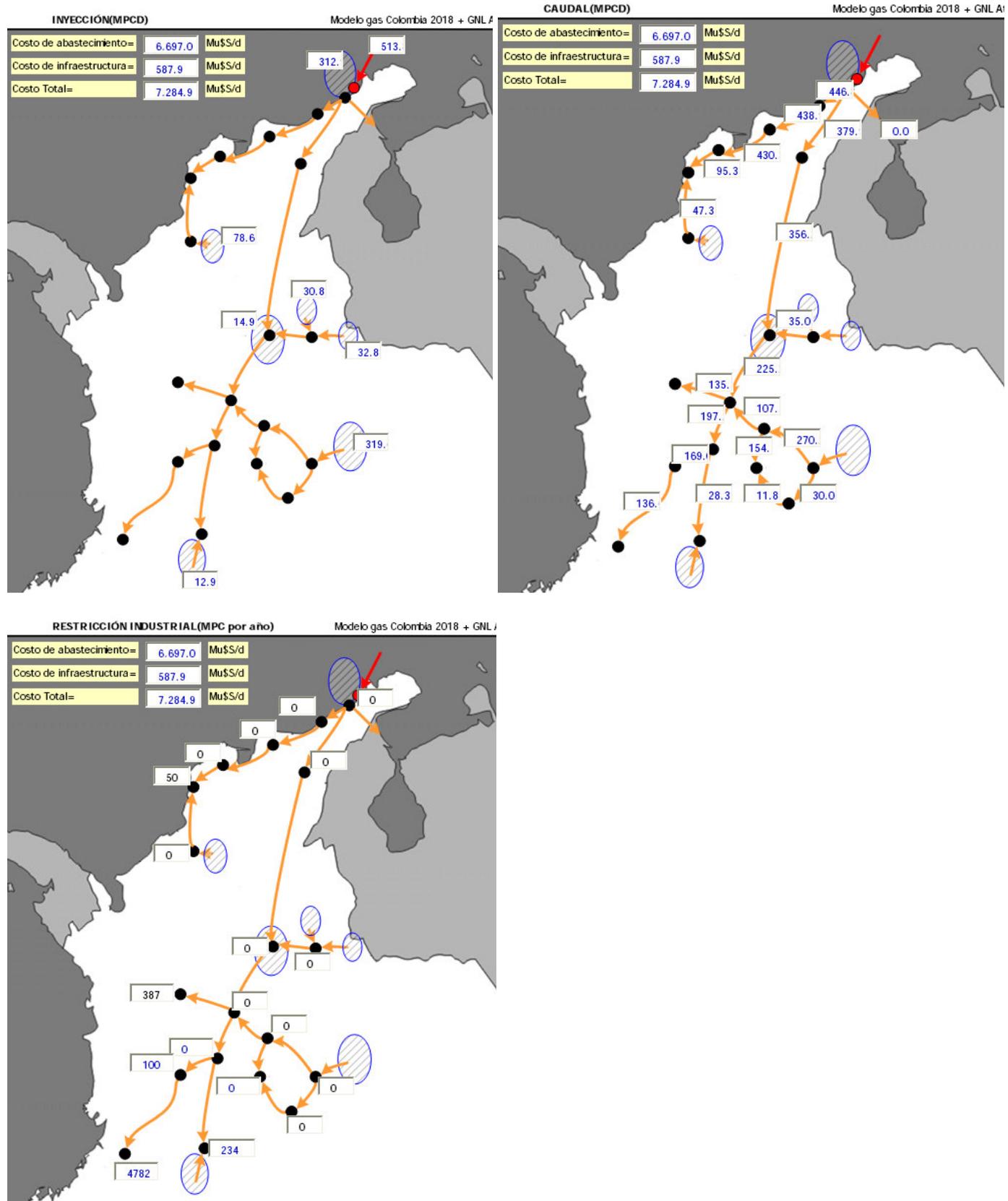


Fig. 23

Tabla 28

Nodos	Costos de							Costo de Inversión	Costo Total
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos de Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversión	Costo Total		
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año		
	1,981.7	-	72.4	-	390.4	214.6	2,659.0		

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atlántico	335.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bolivar	142.7	-	-	50.3	-	-	-	-	1.8	-	-
Cordoba-Sucre	31.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	181.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bucamaranga	28.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	136.7	-	56.8	386.6	-	-	-	7.3	45.6	-	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	19.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	18.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	165.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	32.7	-	-	100.0	-	-	-	-	9.1	-	-
Valle del Cauca	151.3	-	496.3	4,782.1	98.4	-	-	32.9	248.2	3.7	-
Tolima-Huila	42.0	-	48.9	234.3	-	-	-	7.3	42.0	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	312.9	315.3
La Creciente	78.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.8	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	319.6	320.0
Sumistro Sur	12.9	13.0
LNG Atlantico	513.8	600.0
LNG Pacifico	-	-

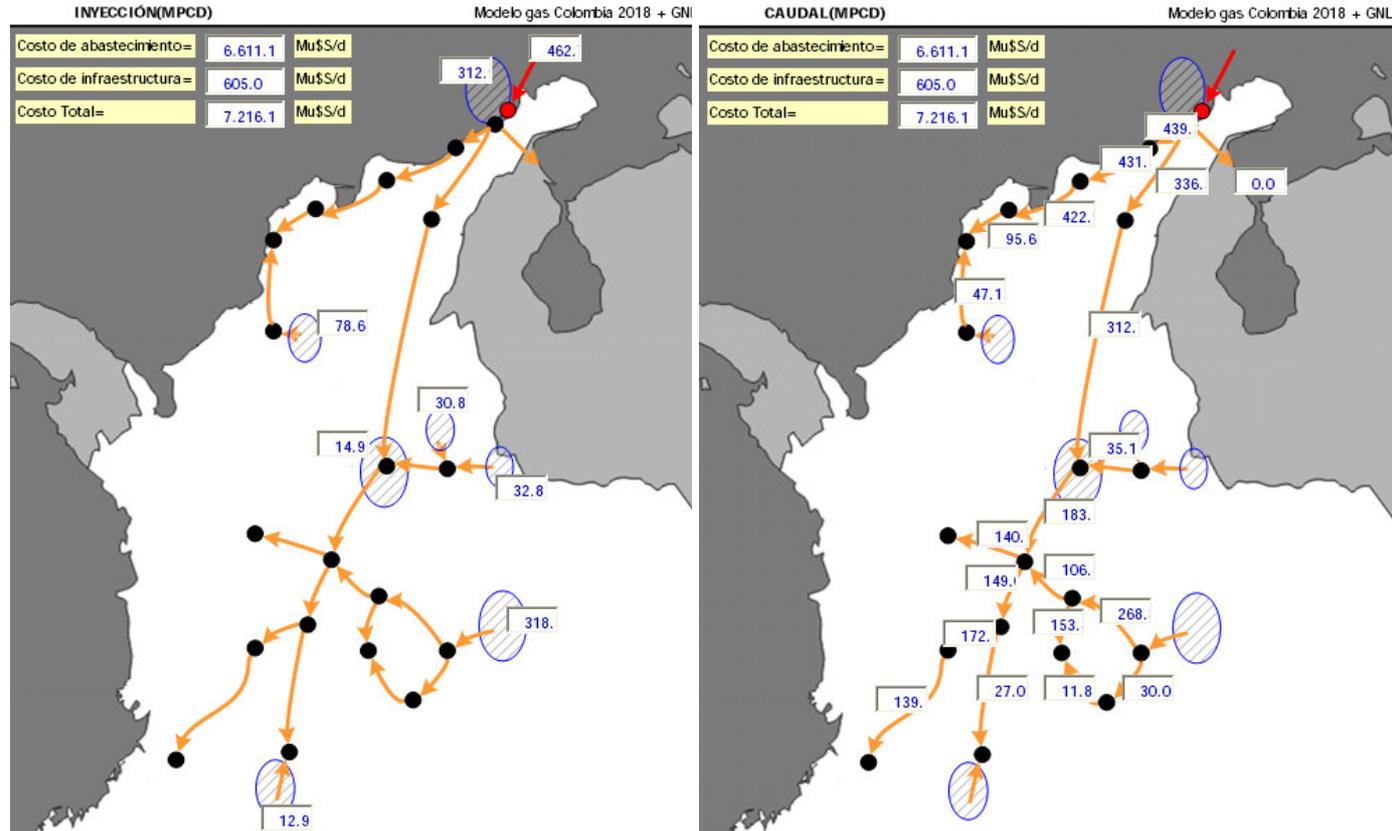
  

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	446.8	60.0	594.5
La Guajira - Magdalena	438.9	60.0	593.6
Magdalena - Atlantico	430.3	60.0	593.6
Atlantico - Bolivar	95.3	-	240.0
Bolivar - Cordoba,Sucre	47.3	-	123.0
P. Ballena - Cesar	379.9	220.0	410.0
Cesar - Barranca Bermeja	356.2	200.0	390.0
Bucamaranga - Barranca Ber	35.0	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	225.2	40.0	265.0
Vasconia - Antioquia	135.5	100.0	172.5
Cundboy - Vasconia	107.5	-	170.0
Cundboy - Bogota	154.1	40.0	195.0
GBS - Cundboy	270.2	-	392.0
GBS - Villavicencio	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	11.8	-	17.3
Vasconia - Mariquita	197.2	80.0	214.0
Mariquita - CQR	169.0	70.0	204.0
CQR - Valle del Cauca	136.6	40.0	174.0
Mariquita - Tolima.Huila	28.3	30.0	41.0

### 3.4.3. Situación al año 2018 con GNL en al Atlántico y con Almacenamiento subterráneo

La segunda solución de confiabilidad estudiada corresponde al proyecto de un almacenamiento subterráneo en el yacimiento de Montañuelo ubicado en las cercanías de Gualanday de acuerdo a estudios realizados para Ecogas. Los datos básicos del proyecto fueron tomados de dicho estudio, aunque se recalculó el costo de la inversión para tener en cuenta el

costo del gas de colchón que queda inutilizado en el yacimiento. Se consideró una capacidad de inyección al sistema de 140 MPCD, una capacidad de almacenamiento útil de 20,000 MPC y unos 200 días de llenado. El costo de la inversión se estimó en 141 MMUS\$ y el costo anual de operación y mantenimiento en 1.0 MMUS\$. Las figuras siguientes muestran las inyecciones, caudales, restricciones industriales y aportes anuales del almacenamiento resultantes del modelo de confiabilidad.



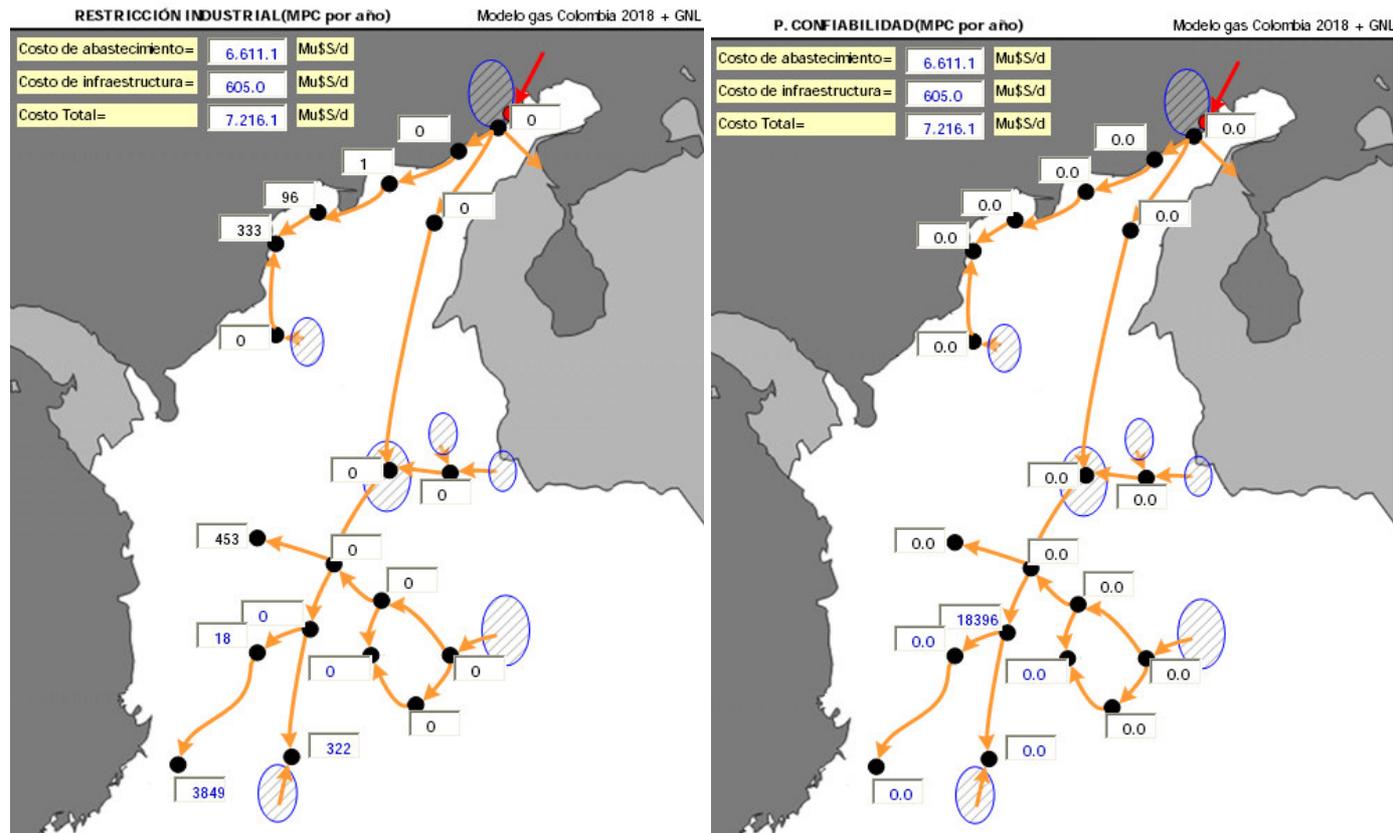


Fig. 24

Como se puede ver en la Fig. 24 y en la Tabla 29, la ubicación del almacenamiento resulta útil solo para el abastecimiento de la zona sur, disminuyendo significativamente las restricciones en el Valle del Cauca y reemplazando gas proveniente del barco regasificador. Las restricciones en Tolima-Huila y en Antioquia no se ven modificadas por falta de capacidad de transporte en los segmentos de transporte Mariquita-Tolima y Vasconia-Antioquia.

El costo anual de las restricciones baja de 89 MMUS\$ año a unos 67 MMUS\$ año, y el costo de transporte de 389 a 367 MMUS\$ anuales debido a los menores recorridos del gas para satisfacer el sistema sur, más que compensando la inversión en el almacenamiento valuada en 19 MMUS\$ año.

El costo total de abastecimiento del sistema resulta por lo tanto más bajo, pasando de 2649 a 2634 MMUS\$ al año. Debe tenerse en cuenta también que el almacenamiento funciona en forma prácticamente continua mientras duran los niveles de demanda del fenómeno de El Niño. Si la sequía se extiende más allá de unos 10 meses, el almacenamiento resultaría insuficiente y la situación de restricciones volvería a ser la del caso precedente.

Tabla 29

	Costos de Gas		Costos de Exportac. Restric.		Costos de Restric. GNV		Costos de Restric. Industrial		Costos de Restric. Generación		Costo de Planta de Confab.		Costo Total	
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	días/año	días/año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
	1,886.9	-	66.9	92.0	367.3	220.8	2,633.9							

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	8.6	-	-	1.3	-	-	-	-	1.8	-	-
Atlántico	327.6	-	10.1	95.8	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Bolivar	143.6	-	-	332.7	-	-	-	-	7.3	-	-
Cordoba-Sucre	31.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	179.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bucamaranga	28.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	142.0	-	104.2	453.2	-	-	-	9.1	47.5	-	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	19.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	18.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	165.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	18,396.0	-	-	-	-	131.4
CQR	32.9	-	-	18.4	-	-	-	-	5.5	-	-
Valle del Cauca	151.7	-	594.5	3,848.9	-	-	-	40.2	186.2	-	-
Tolima-Huila	40.8	-	-	322.0	-	-	-	-	51.1	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	312.9	315.3
La Crecente	78.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.8	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	318.3	320.0
Sumistro Sur	12.9	13.0
LNG Atlantico	462.7	600.0
LNG Pacifico	-	-

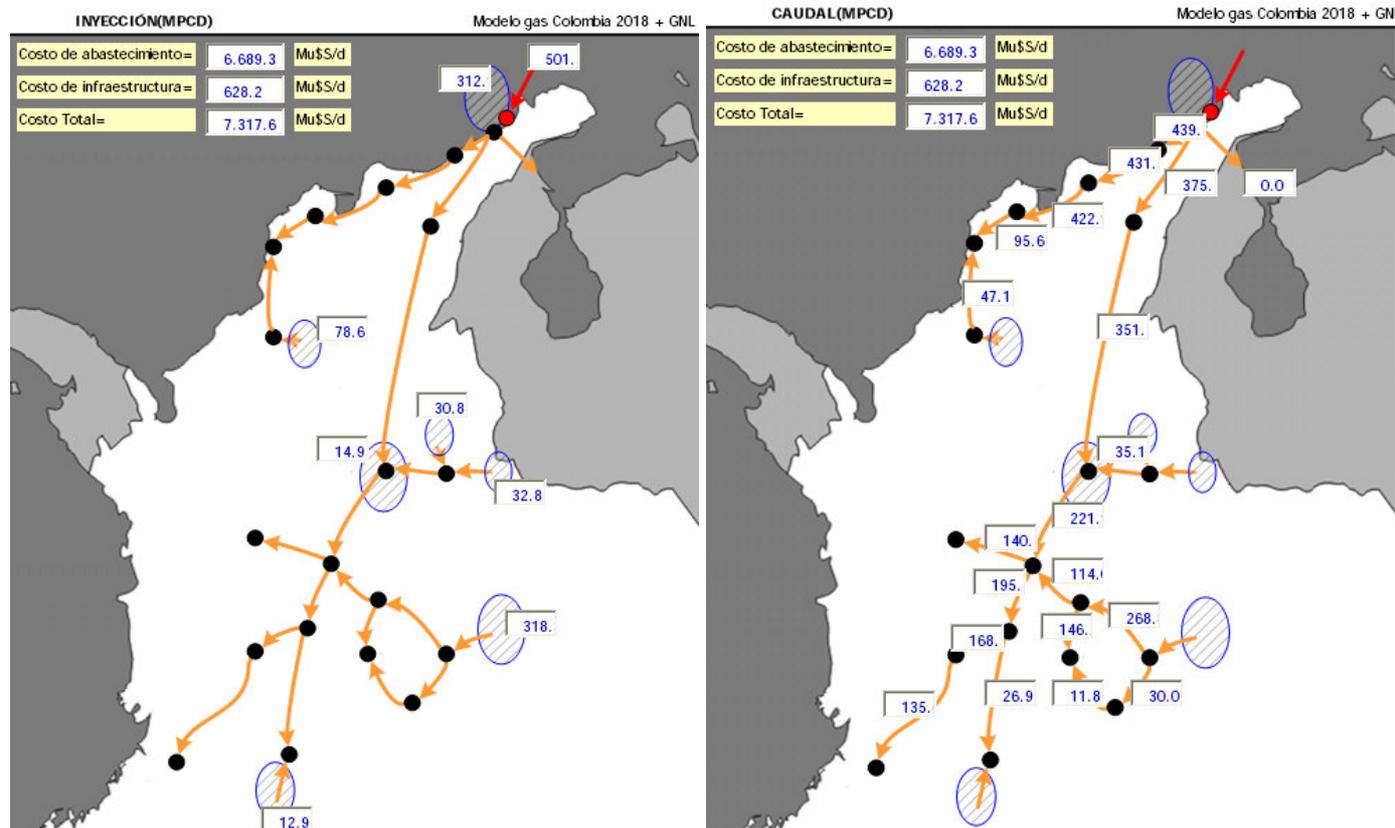
Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	439.3	60.0	594.5
La Guajira - Magdalena	431.5	60.0	593.6
Magdalena - Atlantico	422.9	60.0	593.6
Atlantico - Bolivar	95.6	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	47.1	-	123.0
P. Ballena - Cesar	336.3	220.0	410.0
Cesar - Barranca Bermeja	312.7	200.0	390.0
Bucamaranga - Barranca Ber	35.1	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	183.1	40.0	265.0
Vasconia - Antioquia	140.5	100.0	172.5
Cundboy - Vasconia	106.4	-	170.0
Cundboy - Bogota	153.8	40.0	195.0
GBS - Cundboy	268.8	-	392.0
GBS - Villavicencio	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	11.8	-	17.3
Vasconia - Mariquita	149.0	80.0	214.0
Mariquita - CQR	172.4	70.0	204.0
CQR - Valle del Cauca	139.5	40.0	174.0
Mariquita - Tolima.Hulia	27.0	30.0	41.0

**3.4.4. Situación al año 2018 con GNL en al Atlántico y con Planta ‘peak-shaving’ de GNL en Bogotá**

La tercer solución de confiabilidad estudiada corresponde al proyecto de una planta de peak-shaving de GNL en Bogotá.

Los datos básicos del proyecto fueron tomados de las presentaciones realizadas por Gas Natural y CNO. Se consideró una capacidad de inyección al sistema de 170 MPCD, una capacidad de almacenamiento de 700 MPC y 109 días de llenado. El costo de la inversión se estimó en 179.8 MMUS\$ y el costo anual de operación y mantenimiento en 4.5 MMUS\$.

Las figuras siguientes muestran las inyecciones, caudales, restricciones industriales y aportes anuales de la planta de peak-shaving resultantes del modelo de confiabilidad.



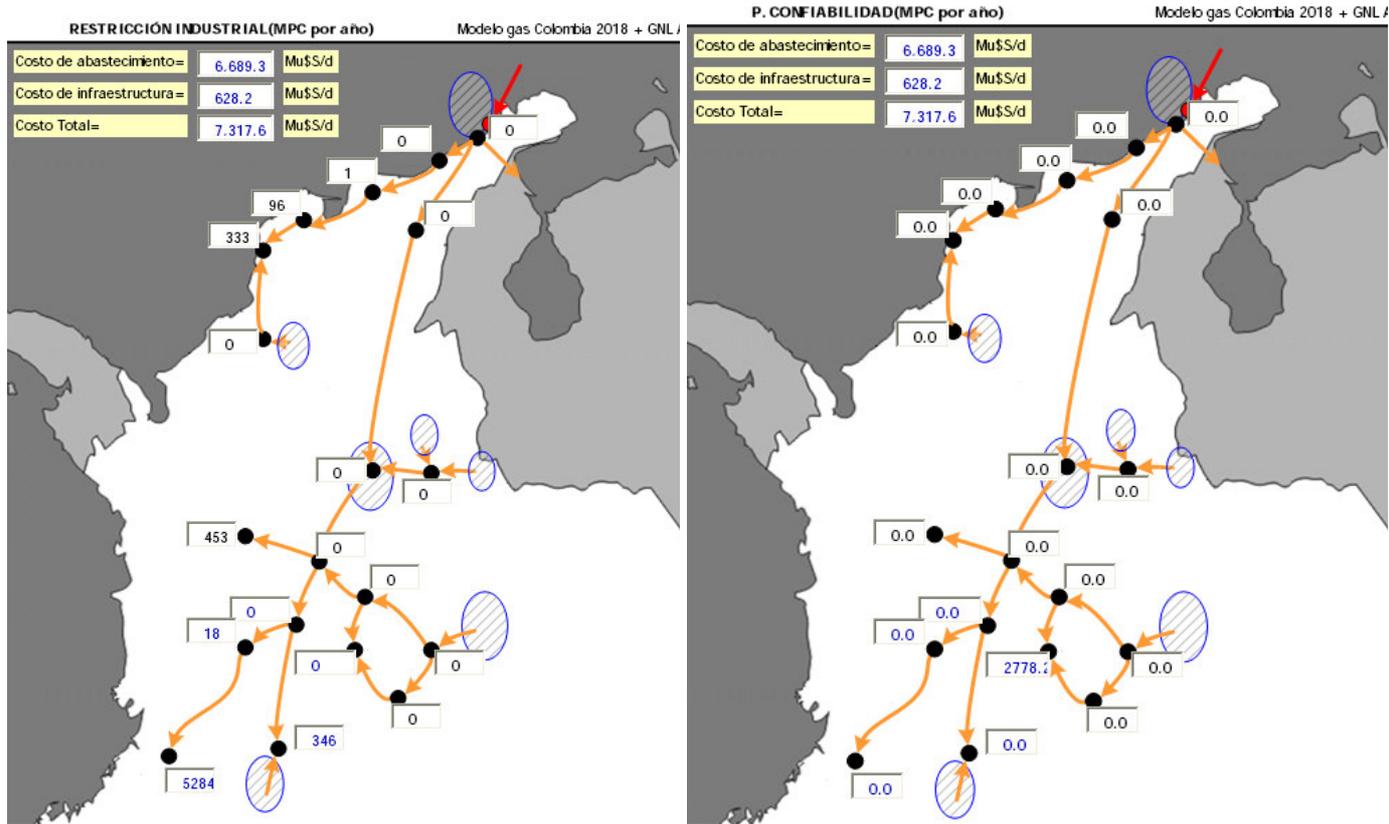


Fig. 25

Como se puede ver en la Fig. 25 y en la Tabla 30, la disminución de las restricciones resulta poco significativa debido a los escasos cortes en Bogotá y alrededores luego del incremento que se espera a fines del 2011 en la capacidad de inyección de Cusiana.

En relación con la situación sin proyectos de confiabilidad, el costo anual de las restricciones al mercado interno apenas baja de 89 MMUS\$ año a 83 MMUS\$ año. La planta de “peak-shaving” funciona básicamente reemplazando el gas del barco regasificador de GNL en el abastecimiento del sistema sur en algunos días del año.

Como resultado, el costo total de abastecimiento del sistema resulta más elevado, pasando a 2671 MMUS\$ al año, ya que los ahorros no alcanzan a compensar los costos de la inversión.

Tabla 30

	Costos de						Costo Total
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos de Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
	1,957.8	-	83.5	13.9	386.4	229.3	2,670.9

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	8.6	-	-	1.3	-	-	-	-	1.8	-	-
Atlántico	327.6	-	10.1	95.8	-	-	-	1.8	1.8	-	-
Bolivar	143.6	-	-	332.7	-	-	-	-	7.3	-	-
Cordoba-Sucre	31.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	23.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	179.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bucamaranga	28.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	142.0	-	104.2	453.2	-	-	-	9.1	47.5	-	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	19.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	18.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	165.7	-	-	-	-	2,778.2	-	-	-	-	43.8
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	32.9	-	-	18.4	-	-	-	-	5.5	-	-
Valle del Cauca	151.7	-	579.1	5,283.7	-	-	-	40.2	244.6	-	-
Tolima-Huila	40.8	-	-	345.6	-	-	-	-	58.4	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	312.9	315.3
La Crecente	78.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.8	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	318.3	320.0
Sumistro Sur	12.9	13.0
LNG Atlantico	501.5	600.0
LNG Pacifico	-	-

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	439.3	60.0	594.5
La Guajira - Magdalena	431.5	60.0	593.6
Magdalena - Atlantico	422.9	60.0	593.6
Atlantico - Bolivar	95.6	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	47.1	-	123.0
P. Ballena - Cesar	375.1	220.0	410.0
Cesar - Barranca Bermeja	351.5	200.0	390.0
Bucamaranga - Barranca Ber	35.1	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	221.9	40.0	265.0
Vasconia - Antioquia	140.5	100.0	172.5
Cundboy - Vasconia	114.0	-	170.0
Cundboy - Bogota	146.2	40.0	195.0
GBS - Cundboy	268.8	-	392.0
GBS - Villavicencio	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	11.8	-	17.3
Vasconia - Mariquita	195.4	80.0	214.0
Mariquita - CQR	168.5	70.0	204.0
CQR - Valle del Cauca	135.6	40.0	174.0
Mariquita - Tolima.Hulia	26.9	30.0	41.0

### 3.4.5. Situación al año 2018 con GNL en al Atlántico y en la Costa del Pacífico

Se considera un segundo barco regasificador ubicado en la costa del Pacífico en las proximidades de Cali, de 300 MPCD de capacidad de inyección.

El costo del GNL corresponde al valor Henry-Hub de Julio de 2010 (4.50 US\$/MMBTU) más un diferencial de precios de 0.50 US\$/MMBTU.

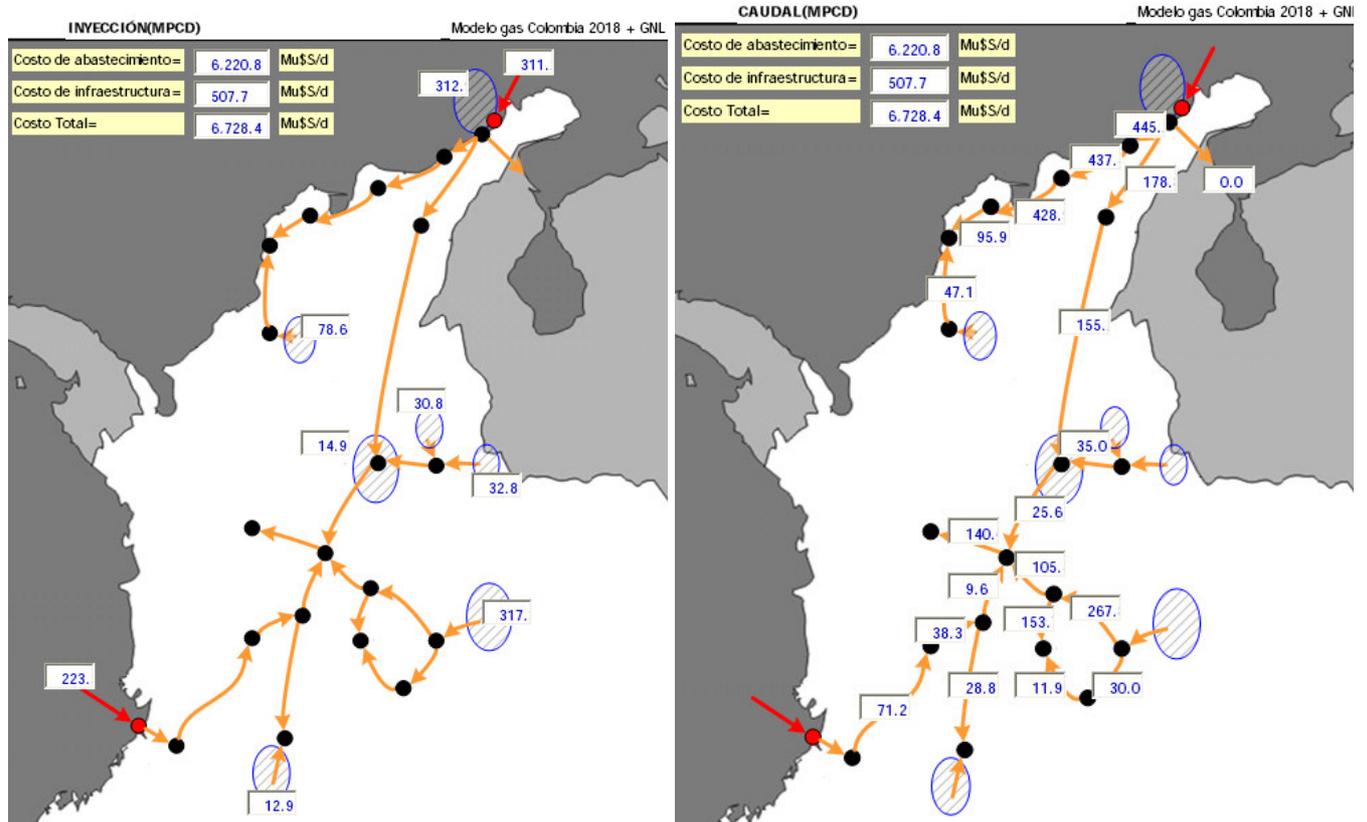




Tabla 31

	Costos de		Costos		Costo de Inversión	Costo Total	
	Costos de Gas	Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos de Comb. P.Confiab.			
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	
	2,016.7	-	6.8	-	247.1	185.3	2,455.9

Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	7.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	8.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Atlántico	333.1	-	-	52.8	-	-	-	-	1.8	-	-
Bolivar	144.1	-	-	416.8	-	-	-	-	14.6	-	-
Cordoba-Sucre	31.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	23.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Barranca Bermeja	179.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bucamaranga	28.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	140.9	-	-	101.1	-	-	-	-	7.3	-	-
Vasconia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	19.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	18.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bogota	165.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mariquita	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	32.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle del Cauca	152.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tolima-Huila	41.7	-	-	18.3	-	-	-	-	3.7	-	-

Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección
	MPCD	MPCD
P. Ballena	312.9	315.3
La Creciente	78.6	80.0
Mag. Medio	14.9	15.0
Payoa y Provincia	30.8	31.0
Gibraltar	32.8	33.0
Cusiana	317.3	320.0
Sumistro Sur	12.9	13.0
LNG Atlantico	311.2	600.0
LNG Pacifico	223.3	300.0

Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad
		MPCD	MPCD
P. Ballena - La Guajira	445.2	40.0	574.5
La Guajira - Magdalena	437.4	40.0	573.6
Magdalena - Atlantico	428.9	40.0	573.6
Atlantico - Bolivar	95.9	-	240.0
Bolivar - Cordoba.Sucre	47.1	-	123.0
P. Ballena - Cesar	178.8	-	190.0
Cesar - Barranca Bermeja	155.2	-	190.0
Bucamaranga - Barranca Ber	35.0	-	50.0
B. Bermeja - Vasconia	25.6	-	225.0
Vasconia - Antioquia	140.6	120.0	192.5
Cundboy - Vasconia	105.4	-	170.0
Cundboy - Bogota	153.7	40.0	195.0
GBS - Cundboy	267.8	-	392.0
GBS - Villavicencio	30.0	-	30.0
Villavicencio - Bogota	11.9	-	17.3
Vasconia - Mariquita	9.6	-	134.0
Mariquita - CQR	38.3	-	134.0
CQR - Valle del Cauca	71.2	-	134.0
Mariquita - Tolima.Hulia	28.8	40.0	51.0

### 3.4.6. Situación al año 2018 con GNL en al Atlántico y con Plantas de Propano Aire

Hasta tanto no se cuente con volúmenes discriminados de usuarios industriales y de generación sin capacidad de sustitución y, por lo tanto, con costos de restricciones más altos

asociados al costo de la energía no suministrada, el costo del combustible de las plantas de propano-aire estimado en 20.4 US\$/MMBTU resulta considerablemente más alto que el costo considerado para las restricciones a usuarios industriales (11.5 US\$/MMBTU), GNV (12.1 US\$/MMBTU) y generación (12.3 US\$/MMBTU).

Teniendo en cuenta que, como se muestra en la Tabla 32 para el año 2018, el consumo residencial (los únicos usuarios con costos de restricciones más altos), constituye solamente el 15% de la demanda total y que con los datos proporcionados hasta el momento la probabilidad de restricciones mayores al 85% en los sistemas de producción y transporte es muy baja, las plantas de propano-aire no se utilizarían en ningún caso ya que resultaría más económico restringir el servicio al resto de los usuarios.

Considerando los costos típicos de inversión y operación y mantenimiento de una planta de propano-aire típica, cada una de ellas representaría un costo anual para el sistema de 2.3 MMUS\$ año.

Como consecuencia, con los datos con los que se cuenta hasta el momento, las plantas de propano-aire no resultarían soluciones económicamente convenientes.

**Tabla 32**

Nodos	Demanda Total	Residen- Comercial	GNV	Industrial- Refin-Petroq	Termo- eléctrica	Residen- Comercial	GNV	Industrial- Refin-Petroq	Termo- eléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	%	%	%	%
La Guajira	7.8	1.4	0.0	0.0	6.3	19%	0%	0%	81%
Magdalena	8.6	4.2	3.6	0.7	0.0	49%	42%	9%	0%
Atlántico	332.9	18.1	15.3	49.5	250.0	5%	5%	15%	75%
Bolívar	144.2	9.4	7.0	105.4	22.4	7%	5%	73%	16%
Córdoba-Sucre	31.4	8.4	2.9	20.0	0.0	27%	9%	64%	0%
Cesar	23.6	5.4	2.1	16.1	0.0	23%	9%	68%	0%
Barranca Bermeja	180.0	2.4	0.8	164.6	12.2	1%	0%	91%	7%
Bucamaranga	28.5	17.5	8.6	2.4	0.0	61%	30%	8%	0%
Antioquia	141.1	13.0	15.0	22.0	91.1	9%	11%	16%	65%
Vasconia	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
Cundboy	8.6	2.7	1.7	4.3	0.0	31%	20%	49%	0%
GBS	19.5	3.7	1.7	14.1	0.0	19%	9%	72%	0%
Villavicencio	18.2	5.0	7.6	5.5	0.0	28%	42%	30%	0%
Bogotá	165.7	60.9	49.2	55.7	0.0	37%	30%	34%	0%
Mariquita	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
CQR	32.9	13.2	7.6	12.1	0.0	40%	23%	37%	0%
Valle del Cauca	150.9	28.0	33.6	37.8	51.5	19%	22%	25%	34%
Tolima-Huila	41.7	10.2	8.6	7.0	16.0	24%	21%	17%	38%
<b>TOTAL</b>	<b>1335.7</b>	<b>203.4</b>	<b>165.5</b>	<b>517.2</b>	<b>449.6</b>	<b>15%</b>	<b>12%</b>	<b>39%</b>	<b>34%</b>

## 4. PROPUESTAS REGULATORIAS

Como introducción a la Sección 3 del Informe Fase I-B (“Propuestas regulatorias para la remuneración de la infraestructura e inclusión de los mecanismos de remuneración en la fórmula tarifaria”), el Consultor definió los criterios con los cuales recomienda encarar las modificaciones regulatorias que se estimen necesarias para: (i) remunerar las inversiones en infraestructura de confiabilidad y seguridad de abastecimiento; y (ii) promover la cobertura contractual en firme de la demanda regulada y de la demanda no regulada sin posibilidades de sustituir el gas natural. Tales criterios consisten básicamente en:

- Evitar cambios bruscos en el esquema de regulación vigente, teniendo en cuenta que el objetivo de promover las inversiones en infraestructura es altamente sensible a la percepción de los inversores respecto de la seguridad jurídica que les brinda el sistema.
- Procurar que el esquema regulatorio refleje los requerimientos de la realidad económica y social, ante la evidencia de que -en situaciones de racionamiento- hay sectores cuyo suministro debe ser protegido prioritariamente (por ejemplo, el GNV).
- Evitar la imposición a los Agentes de un nivel de confiabilidad demasiado alto en relación con el óptimo económico, ya que la sobreinversión redundaría en un nivel de tarifas innecesariamente alto, afectando en última instancia al usuario final del sistema.

En este marco, el Consultor adelantó algunas propuestas para la remuneración de las inversiones en infraestructura de seguridad de abastecimiento y confiabilidad, todo ello supeditado a lo que en definitiva resultare como solución óptima desde el punto de vista técnico y económico.

Sin embargo, estando pendientes los resultados del presente estudio, la autoridad política emitió el Decreto 2730 del 29 de julio de 2010 “*Por el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones*”. A su vez, el 4 de agosto de 2010, se publicó el Decreto 2807 “*Por el cual se modifica el Decreto 2730 del 29 de julio de 2010 y se dictan otras disposiciones*”. Por su parte, la Resolución CREG 126 de 2010 aprobó las definiciones regulatorias para la remuneración, y el manejo y desarrollo del servicio de transporte.

De esta manera, se desarrolla igualmente el análisis regulatorio de las opciones previstas, y se dan recomendaciones particulares para el manejo de cargos en la tarifa al usuario final de los conceptos de confiabilidad asociados a cada actividad de la cadena de prestación del servicio.

### 4.1. CONSIDERACIÓN DE LOS DECRETOS 2730 Y 2807 DE 2010

#### 4.1.1 Fundamento constitucional y legal

El Decreto 2730 de 2010 se expidió en ejercicio de las facultades atribuidas al Gobierno Nacional por los mandatos consagrados en los artículos 189, num.11; 333; 334, y 370 de la

---

Constitución Política, y los artículos 2, 3 y 8 de la Ley 142 de 1994, cuyo ámbito de aplicación comprende los temas regulados en el acto proferido; en especial, los atinentes a las actividades relacionadas con la asignación y gestión del uso del gas combustible, que compete de manera exclusiva al gobierno nacional.

Con base en tales facultades, los decretos analizados consagran criterios e instrumentos regulatorios, cuya implementación apunta a garantizar el abastecimiento energético y la confiabilidad en el sector de gas natural, que constituyen aspectos esenciales de los fines y cometidos del Estado Colombiano de conformidad con el régimen constitucional y legal aplicable a los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias.

El Estado, en virtud de lo dispuesto en el artículo 365 de la Constitución Política, está obligado a asegurar el suministro de los servicios públicos domiciliarios, en las condiciones de calidad, oportunidad y eficiencia que sean establecidas por las autoridades competentes. Precisamente, para garantizar dicha finalidad, el Estado tiene la facultad de intervenir en los servicios públicos y privados, con sujeción a lo previsto en el artículo 334 de la Carta Constitucional, en concordancia con el artículo 2 de la Ley 142 de 1994.<sup>6</sup>

#### **4.1.2 Resumen de los Decretos 2730 y 2807 de 2010**

A continuación se presenta un resumen de las previsiones contenidas en el Decreto 2730 del 29 de julio de 2010 y sus modificaciones por el Decreto 2807 del 4 de agosto de 2010, enfocando los mecanismos relacionados con la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad en el sector de gas natural.

##### **A) Decreto 2730 del 29 de julio de 2010**

##### **1. Abastecimiento de Gas Natural (Arts. 2 a 9)**

Se definen esquemas de subasta, condiciones de contratación, casos exigibles de contratación en firme e interrumpible y los límites de precio de las mismas, considerando:

- Campos de gas con precio libre
- Importaciones
- Campos de gas con precio regulado
- Contratos firmes
- Contratos interrumpibles

Los condicionantes de la aplicación de precios y esquemas de comercialización se definen adicionalmente para:

- Campos de gas natural convencional.
- Campos con capacidad de producción igual o superior a 50 MPCD, o menor a esta capacidad.
- Proporcionalidad entre la cantidad disponible de oferta en firme a la cantidad disponible de la oferta interrumpible.

---

<sup>6</sup> Conforme al texto analizado, el proyecto de Decreto sería expedido en ejercicio de las facultades atribuidas al Gobierno Nacional por los artículos 189 num.11, 333, 334 y 370 de la Constitución Política, y los artículos 2 y 8 de la Ley 142 de 1994.

- Precios de contratos interrumpibles entre el 50% al 100% del precio de los contratos de gas en firme.
- Cantidades a ofrecer en firme de al menos 20% del total disponible.
- Opciones de participación en el mercado secundario.
- Responsabilidades de operación y gestión en el Gestor del Sistema de Transporte.

Para el caso de las instalaciones de importación, la capacidad máxima de producción y la capacidad máxima de transporte limitan las cantidades comprometidas en contratos, firmes más interrumpibles, y el suministro y transporte ocasional. Esta limitación solo opera para la importación, pero en el caso de los campos de producción, solo opera la capacidad máxima de producción y no la de transporte.

En este capítulo también se define la comercialización de gas por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- y del gas proveniente de Yacimientos no Convencionales, en los casos en que estén o no conectados al Sistema Nacional de Transporte de gas (SNT).

## **2. Transporte de Gas Natural (Arts. 10 a 14)**

En esta sección se desarrollan los conceptos de Centros de Distribución (HUBs), expansiones del SNT para nueva producción, y se definen criterios para asegurar la calidad, seguridad y expansión del SNT.

### *2.1. Centros de Distribución del SNT -HUBs- (Art. 10))*

La CREG debe desarrollar las disposiciones de este capítulo considerando la coordinación de las actividades de la cadena y las definiciones de abastecimiento y comercialización de gas.

Se establece que deberán existir dos HUBs virtuales en el SNT, uno referenciado al Sistema de Transporte del Interior y otro al Sistema de Transporte de la Costa Atlántica. Allí se establecerán precios referenciales del gas natural resultantes de las subastas. Así mismo, constituirán puntos virtuales de referencia para el mercado spot y para el mercado de desvíos que desarrolle la CREG. La definición de los HUBs deberá realizarse por la CREG, minimizando los costos de transporte para la inyección de gas. Podrán ser redefinidos si existe un cambio en las inyecciones al SNT por nuevos yacimientos convencionales o no convencionales con producción igual o mayor a 50 MPCD, o por instalaciones de importación de gas.

El transporte entre los HUBs y los puntos de salida del STN es responsabilidad de los remitentes. El transporte entre los HUBs y los puntos de entrada al STN es responsabilidad de los productores. Se determina que podrán (no obliga) cederse capacidades de transporte, bajo la premisa de que no se generarán rentas adicionales para los remitentes o transportadores y que los derechos de capacidad serán administrados por el Gestor Técnico del SNT.

Los compromisos de producción e importación no podrán generar restricciones en el transporte; estos se acotarán a la capacidad de transporte en cada tramo.

### *2.2. Expansión de transporte para nueva producción (Art. 10, par. 3)*

En caso de ampliaciones de la capacidad de producción que requieran una ampliación de la capacidad de transporte entre el punto de entrada al SNT y el HUB, o entre el punto de entrada y un punto de salida del SNT, se procederá del siguiente modo:

- Si la ampliación está prevista en el Plan de Inversiones del Transportador e incluida en su tarifa, éste la realizará.
- Si no está prevista, el Productor-Comercializador suministrará la información relevante al Gestor Técnico para la evaluación conjunta del proyecto de expansión con el Transportador. Luego, el Gestor Técnico informará a la CREG para que adopte las medidas para garantizar la factibilidad de los flujos físicos en el mediano y largo plazo.

Adicionalmente, la CREG deberá diseñar un mecanismo de asignación de la nueva capacidad entre los remitentes, definir las fechas de entrada de las ampliaciones y determinar las compensaciones ante incumplimientos de los Transportadores.

### *2.3. Criterios para garantizar la calidad, la continuidad y la expansión del servicio de transporte (Art. 11)*

A los fines indicados, se destacan las siguientes disposiciones:

- La CREG podrá, excepcionalmente, reconocer activos por menor valor, por criterios de eficiencia técnica o eficiencia económica, sustentando tal decisión. El Transportador podrá solicitar las respectivas pruebas.
- Los Cargos de Transporte serán regulados, no pudiendo ser libres ni negociados.
- La capacidad de transporte comprometida diaria, firme más interrumpible, no podrá ser superior a la capacidad máxima del gasoducto. Es decir, no se podrá sobre-contratar capacidad de transporte.
- No se podrá vender capacidad interrumpible no utilizada por el remitente. Esto implica que el mercado secundario de capacidad es de los remitentes y no del transportador.

### *2.4. Plan de expansión indicativo del Sistema de Transporte de Gas Natural (Art. 13)*

El Decreto encarga a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) la elaboración de un Plan Indicativo de los requerimientos de expansión del SNT, así como el seguimiento de los proyectos de expansión del sistema, cuya ejecución está prevista por parte de los Agentes transportadores. Igualmente, la UPME deberá establecer los requerimientos de inversión identificados que no estén siendo desarrollados por dichos Agentes. A su vez, el MME podrá solicitarle a la CREG la adopción de medidas regulatorias para asegurar que los proyectos de inversión identificados sean efectivamente ejecutados. La CREG definirá los mecanismos pertinentes para el logro de este objetivo, ya sea por asignación directa o por convocatoria.

La CREG deberá incluir las decisiones del Decreto en la metodología de transporte.<sup>7</sup>

## **4. Confiabilidad y continuidad del servicio de gas natural**

---

<sup>7</sup> La CREG ya aprobó la Resolución CREG 126 de 2010, por la cual se establecen 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 dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

Para asegurar la confiabilidad y la continuidad en la prestación del servicio de gas natural, el Decreto prevé: la construcción de una planta de regasificación y la obligación de contar con almacenamientos estratégicos.

#### 4.1. Planta de regasificación (Art. 15)

A fin de contar con una planta de regasificación que permita incorporar gas natural al sistema colombiano a través de la importación de GNL, se propone:

- Encargar al MME el desarrollo de un estudio de prefactibilidad o visualización de un proyecto de montaje y puesta en operación de una planta de regasificación, en un plazo no superior a 18 meses contados a partir de la fecha de inicio de vigencia del Decreto.
- Evaluado el estudio de prefactibilidad, y para el caso de que el MME adopte la decisión de ejecutar el proyecto, se abrirá una convocatoria pública para la adjudicación de la construcción y operación de la planta. Los criterios de adjudicación serán definidos en forma conjunta por el MME y la CREG.
- La CREG definirá los mecanismos para la remuneración de la inversión asociada a proyectos de plantas de regasificación cuya ejecución sea forzosa, y que será imputada a todos los usuarios del SNT.
- Se establecer la obligación de garantizar el libre acceso de terceros al uso de las instalaciones.

#### 4.2. Almacenamiento estratégico (Art. 16)

El Decreto define los aspectos básicos que deben orientar la adopción de la regulación aplicable a la actividad de “almacenamiento estratégico”, a saber:

- *Sector No Termoeléctrico.* Los Comercializadores que atienden el suministro a usuarios regulados, GNV y los usuarios no regulados que no dispongan de alternativas de sustitución, deberán contar en todo momento con un almacenamiento de gas equivalente a 5 días de consumo, medido sobre los consumos del año inmediatamente anterior, que deberían ser abastecidos mediante contratos de suministro en firme. Estas existencias de gas se podrán mantener en: almacenamientos subterráneos, plantas de regasificación o plantas satélite.
- *Sector Termoeléctrico.* A fin de respaldar sus Obligaciones de Energía Firme, las plantas termoeléctricas podrán optar por alguna de las siguientes modalidades:
  - (i) suscribir Contratos de Suministro con Firmeza Condicionada o Contratos de Opción de Compra de Gas (OCG) con usuarios no regulados pertenecientes al sector no termoeléctrico que cuenten con contratos de suministro en firme de gas natural;
  - (ii) suscribir Contratos de Suministro en Firme de gas provenientes de proyectos de regasificación de carbón, pudiendo o no tener vinculación económica con el proyecto;

- (iii) mantener un Almacenamiento Estratégico, equivalente en todo momento a un mínimo de 5 meses y a un máximo de 8 meses, según defina la CREG, de un consumo de gas equivalente a la diferencia que resulte entre el consumo de gas que requerirían para operar a plena Capacidad Efectiva Neta y el consumo de gas que requerirían para operar con el Factor de Utilización Promedio registrado en los últimos 3 años, sin presencia del Fenómeno de El Niño - Oscilación del Sur (ENOS). Para las plantas nuevas, el Factor de Utilización Promedio esperado será estimado por el Centro Nacional de Despacho y ajustado cuando exista información real suficiente. Tales existencias se podrán mantener en almacenamientos subterráneos o en plantas de regasificación, garantizando que estén conectadas a la red de transporte y que se ha contratado capacidad de transporte suficiente para tales volúmenes. Con respecto al Cargo por Confiabilidad se definió que el almacenamiento estratégico sustituye parcialmente la obligación de suscribir contratos de suministro de gas y que deberán contar con contratos de suministro en firme por cantidades equivalentes al gas que requerirán para operar con el Factor de Utilización Promedio.

En cuanto a los tipos de almacenamiento, se regulan los siguientes:

- *Almacenamientos Subterráneos (Art. 17).* En un plazo no superior a 1 año, el MME y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) definirán las reglas necesarias para permitir el almacenamiento en campos de hidrocarburos. La actividad de almacenamiento subterráneo es libre, aunque para su uso se priorizarán las propuestas del sector termoeléctrico y, entre estos, se priorizará la cercanía geográfica entre el campo y las instalaciones del generador. Si el almacenamiento es utilizado mayoritariamente por el sector termoeléctrico, el servicio no estará sujeto a regulación de precios. De existir capacidad disponible, podrán solicitar acceso los usuarios no termoeléctricos a precios libremente acordados o definidos por la CREG en caso de no arribar a un acuerdo. Si el almacenamiento es utilizado mayoritariamente por usuarios no termoeléctricos, la CREG regulará los precios del servicio. Dentro del plazo de 1 año desde la vigencia del Decreto, la CREG definirá la forma en que se remunerarán las inversiones necesarias para desarrollar los almacenamientos subterráneos, sobre la base de un análisis de beneficios y costos de estos proyectos.
- *Almacenamiento en Plantas de Regasificación (Art. 18).* Los Operadores de Plantas de Regasificación, cuya infraestructura sea remunerada total o parcialmente a través de cargos establecidos por la CREG, deberán permitir el libre acceso a la capacidad de almacenamiento no contratada en firme de estas plantas. El derecho de acceso abierto sólo se ejercerá a través de la celebración del contrato correspondiente. La firma de nuevos contratos de servicio no debe interferir con el cumplimiento de los contratos de servicio vigentes. La CREG regulará las condiciones para la prestación del servicio de almacenamiento y fijará los cargos aplicables al servicio según la modalidad de contratación.
- *Almacenamiento en Plantas Satélites.* Esta opción está disponible para Comercializadores y usuarios no regulados. La UPME definirá las alternativas y características técnicas que deben reunir esta clase de proyectos. Una vez agotada esta etapa, la UPME deberá someter a consideración de la CREG el análisis efectuado, para que ésta proceda a evaluar el impacto en el costo del servicio y los

mecanismos para su remuneración. Los proyectos serán dados a publicidad dentro de los 6 meses desde la vigencia del Decreto. Las plantas satélites serán construidas y operadas por quienes sean seleccionados mediante convocatorias públicas abiertas por la UPME, en las que podrán participar todos los interesados. Los agentes seleccionados deberán constituir una empresa independiente, encargada de desarrollar y operar tales proyectos. La CREG debe regular los cargos para la remuneración de las plantas satélites y la prestación del servicio de almacenamiento.

En consecuencia, las principales responsabilidades de la CREG en materia de almacenamiento son las siguientes:

- Regular los precios del almacenamiento subterráneo aplicable cuando éste sea utilizado mayoritariamente por usuarios no termoeléctricos.
- Regular las condiciones y cargos aplicables al servicio de almacenamiento en plantas de regasificación.
- Definir la metodología de remuneración de la prestación del servicio de almacenamiento en plantas satélite.

#### *4.3. Transición*

El Decreto establece un período de transición hacia el nuevo esquema de confiabilidad. Los Agentes del Sector No Termoeléctrico contarán con un plazo de 2 años, contados a partir de la vigencia del Decreto, para dar cumplimiento a sus obligaciones de Almacenamiento Estratégico.

Para los Agentes del Sector Termoeléctrico, la CREG -dentro del plazo de 1 año- deberá adoptar las reglamentaciones necesarias para flexibilizar, en forma transitoria, los requisitos en materia de contratación de combustibles para acceder al Cargo por Confiabilidad y respaldar las Obligaciones de Energía Firme de aquellos Agentes que opten por la alternativa de mantener el Almacenamiento Estratégico. Igualmente, la CREG establecerá el plazo máximo que tendrán los mismos Agentes para el desarrollo de los respectivos proyectos. Finalizado dicho plazo, los Agentes Termoeléctricos no podrán contratar suministro en firme, pero podrán contratar: bajo las modalidades de contratos OCG, contratos firme de carbón o almacenamiento estratégico; en el mercado spot; o suministro interrumpible por parte del comprador. Asimismo, vencido los actuales contratos de suministro en firme, los Agentes Termoeléctricos que quieran actuar en el mercado secundario, deberán constituirse como Comercializadores de gas, llevar contabilidades separadas. Una vez cumplida la transición, se deroga el margen máximo de comercialización del mercado secundario establecido en el artículo 2 del Decreto 1514 de 3 mayo de 2010.

#### **5. Coordinación operativa y comercial del SNT (Arts. 21 y 22)**

Se determina la contratación de un Gestor Técnico del SNT por parte del MME, cuyas principales responsabilidades serán:

- Mantener la continuidad y continuidad del suministro.
  - Asegurar el correcto funcionamiento técnico del SNT.
  - Asegurar el correcto funcionamiento del mercado mayorista de gas.
-

- Coordinar la acción de los sujetos que gestionan o hacen uso del SNT, conforme a principios de transparencia, objetividad e independencia

La CREG tiene un año para establecer las funciones específicas dentro del planeamiento y la coordinación del SNT y el MEM de gas combustible. Debe establecer los cargos para remunerar al Gestor Técnico de acuerdo con las responsabilidades asignadas o futuras.

#### **6. Conexión de nuevos campos de gas natural y plantas de regasificación, e interconexión de mercados de distribución (Arts. 23 a 25).**

- Los productores-comercializadores y los propietarios u operadores de plantas de regasificación que requieran la conexión de sus instalaciones al STN a través de un gasoducto, podrán construir y operar la red sin tener que convertirse en Transportadores. Deberán garantizar el libre acceso de terceros, si existiere capacidad disponible. A falta de acuerdo, la CREG podrá imponer una servidumbre de acceso.
- Los distribuidores-comercializadores podrán efectuar interconexiones, siempre que los servicios de distribución sean prestados por el mismo Agente o por Agentes vinculados. La conexión será imputada al nuevo mercado relevante que se conecte, o al mercado relevante que existe si es único.
- La conexión a un gasoducto de transporte por parte de un usuario conectado a un sistema de distribución (by-pass físico) debe ser previamente aprobada por la CREG, considerando la necesidad técnica (que la demanda del usuario no pueda ser atendida en la red de distribución), la existencia de capacidad de transporte en firme en el corto, mediano y largo plazo, la ausencia de riesgos en la operación del gasoducto de conexión.

#### **7. Exportaciones e importaciones (Arts. 26 y 27).**

En esta sección se definen procedimientos y criterios para la exportación e importación de gas natural.

Las exportaciones deben ser previamente aprobadas por el MME. En la solicitud de exportación se deben consignar las reservas asociadas a la exportación y la tasa de declinación esperada, conforme a información oficial o verificable. En un plazo máximo de 3 meses el MME deberá aprobar o rechazar la solicitud según los siguientes criterios, considerando si se cumple una relación Reservas probadas – Producción (R/P) mínima de 7 años o dando razones sustentadas para su rechazo. El Decreto establece un mecanismo de compensaciones para la interrupción de exportaciones en caso de racionamiento programado.

Las importaciones de gas natural a través de ductos o en la forma de GNL o GNC deben ser informadas al MME, especificando las características del proyecto y el destino del gas. Los costos del proyecto estarán exclusivamente a cargo del agente importador. Si el gas se destina a la demanda interna regulada, deberá comercializarse a través de subastas definidas. No está sujeto a subasta el gas importado para usuarios no regulados o para demanda externa. Se exceptúan los proyectos de importación definidos centralizadamente y cuya remuneración sea definida en forma regulada.

#### **8. Estatuto de racionamiento (Art. 28)**

El MME ajustará la normatividad derivada del Artículo 16 de la Ley 401 de 1997, cuando considere que la totalidad de las medidas establecidas en el presente Decreto están siendo aplicadas.

#### **9. Modificaciones y Derogatorias (Art. 29)**

- Modifica el Parágrafo 1 del Artículo 2 del Decreto 1514 de 2010.
- Deroga el Artículo 4 y el Parágrafo del Artículo 13 del Decreto 2687 de 2008.
- Deroga el Artículo 5 del Decreto 2687 de 2008.
- Una vez regulado por la CREG el procedimiento de subastas, se derogan los Artículos 6, 7 y 8 del Decreto 2687 de 2008 y los Artículos 1, y 2 del Decreto 4670 de 2008.

#### **B) Decreto 2807 del 4 de agosto de 2010**

Este Decreto modificó al Decreto 2730 en los siguientes aspectos:

- Agregó la definición de capacidad máxima de producción de gas natural disponible para la venta, como un pronóstico.
  - Definió que los cargos regulados de transporte que apruebe la CREG se someterán al régimen de libertad regulada, de tal manera que podrán existir cargos no regulados, como por ejemplo para el servicio interrumpible.
  - Aclaró que las subastas para la comercialización del gas aplican para la demanda interna de usuarios regulados.
  - Aclaró que las cantidades de gas diarias nominadas para cumplir los contratos firmes e interrumpibles deben ser las aceptadas, a los efectos del tope máximo de capacidad máxima de producción declarado ante el MME.
  - Aclaró que la comercialización de gas interrumpible ocasional también aplica cuando el productor-comercializador no resultó con asignaciones de gas en la subasta.
  - Especificó que las compensaciones por interrupción de exportaciones se harán al precio del sustituto más económico (no el más costoso) y que éste deberá quedar pactado en los contratos. Los precios deberán ser publicados por el MME. Limita las compensaciones a un 50% del costo del contrato.
  - Se derogan los Artículos 4, 9 y 11 del Decreto 2687 de 2008 y el Artículo 5 del Decreto 4670 de 2008. Una vez que el MME modifique la Resolución 18 2349 de 2009 para el cálculo de la relación R/P, quedaría derogado el Artículo 13 del Decreto 2687 de 2008.
-

## 4.2. ANÁLISIS REGULATORIO

### 4.2.1 Infraestructura para seguridad de abastecimiento

Los resultados que arroja el modelo probabilístico concuerdan con la implementación de un proyecto de regasificación; específicamente, de un buque regasificador en lugar de una planta on-shore.

Una vez que el estudio de prefactibilidad haya determinado las características del proyecto óptimo de regasificación, el Decreto 2730 de 2010 dispone que la remuneración de las inversiones en infraestructura de regasificación sea imputada a todos los usuarios del sistema (regulados y no regulados) a través de la inclusión de un cargo en la tarifa de transporte.

Dice el Parágrafo 3 del Artículo 15 del Decreto 2730 de 2010: *“La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) establecerá los términos en los cuales se remunerará la inversión asociada a proyectos de Plantas de Regasificación cuya ejecución sea forzosa, y que será imputada a todos los usuarios del Sistema de Transporte de Gas Natural.*

*Los criterios de adjudicación para la ejecución de un proyecto de este tipo, en el contexto de lo dispuesto en el parágrafo 2° del presente artículo, serán definidos por el Ministerio de Minas y Energía conjuntamente con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) antes de transcurrido un (1) año de la expedición del presente decreto”.*

Conforme a la propuesta anticipada en la Sección 3.1.1 del Informe Fase I-B, se recomiendan los siguientes lineamientos para la remuneración de las instalaciones de regasificación:

- Los costos de inversión y los gastos fijos de AOM de las instalaciones de regasificación serán soportados por la totalidad de los usuarios (regulados y no regulados) del sistema de gas, a través de la inclusión de un cargo del tipo estampilla en la fórmula tarifaria del servicio de transporte. Este cargo podría denominarse ‘Cargo de Seguridad de Abastecimiento’  $C_{SA}$ , para diferenciarlo del ‘Cargo de Confiabilidad’  $C_{cm}$  destinado a remunerar soluciones predominantemente locales, es decir, para determinado número de beneficiarios.
- La inclusión del Cargo de Seguridad de Abastecimiento  $C_{SA}$  dentro de la fórmula tarifaria de transporte no significa que el Transportador sea el responsable del desarrollo del proyecto, sino que actúa como agente de percepción de la remuneración debida al inversor.
- Por otra parte, los costos variables de operación y de combustible serán soportados por los Agentes que requieran el suministro de gas importado en la forma de GNL, mediante operaciones de compra de gas (spot o contratos) y de servicio de regasificación pactados con el Comercializador y el operador de la planta de regasificación, respectivamente. De este modo, se espera que los mayores costos del gas importado (en relación al precio del gas de producción nacional) sean soportados por la demanda no regulada (básicamente, las centrales térmicas).
- Para el caso de que se verifique una situación en la que se deba recurrir al gas importado para satisfacer la demanda de los usuarios regulados, se deberán habilitar los mecanismos para que el Distribuidor-Comercializador pueda pasar a la tarifa a

usuario final los mayores costos (costos variables de operación y costo del combustible) del gas importado.

#### 4.2.2 Infraestructura de confiabilidad

Como se ha venido explicando, la confiabilidad está relacionada con inversiones o medidas operativas en cada actividad de la cadena de prestación del servicio, ya sea en producción, transporte, almacenamiento y/o distribución. Igualmente se ha definido que esto es diferente al criterio de seguridad de abastecimiento, que se solucionaría con importaciones continuas de GNL a través de instalaciones de regasificación.

Se debe considerar que el Decreto 2687 de 2008 en su Artículo 14 determinó que: "*Los transportadores de gas natural, los distribuidores de gas natural y/o cualquier otro Agente que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, podrán incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural*". El Parágrafo de este Artículo aclara que: "*La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse, para mitigar los efectos sobre los usuarios finales del servicio y establecerá el esquema tarifario que debe remunerar las inversiones eficientes que para el efecto presenten los Agentes a los que se refiere este artículo*".

En consecuencia, de acuerdo con la fórmula tarifaria en consulta (Resolución CREG 178 de 2009), se prevé un componente tarifario donde se incluirían los cargos asociados a confiabilidad,  $C_{cm}$  así:

$C_{cm}$  = Cargo de confiabilidad en \$/m<sup>3</sup> aplicable en el mes m. de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras sea definido será cero.

De esta manera, se asume, que dentro de este componente se incluirían los cargos asociados a los proyectos diferentes de las instalaciones de regasificación de GNL (incluyendo el almacenamiento asociado); es decir, el Almacenamiento Estratégico que requiera cargos según el Decreto 2730 de 2010 (almacenamiento subterráneo, plantas satélites y almacenamiento de regasificación adicional al asociado a la planta de GNL), los proyectos de confiabilidad en la Producción y los proyectos de confiabilidad en Distribución (como plantas de aire propanado de respaldo u otros), según criterio de aprobación de la CREG.

Se describe a continuación cómo se estaría manejando en cada actividad la inclusión de las alternativas de proyectos que contribuyen a la confiabilidad, para cada actividad, ya sea en el transporte (T) o en el componente de confiabilidad ( $C_{cm}$ ). (En la sección precedente se describió cómo se remuneraría el proyecto de regasificación de GNL a través de un nuevo componente 'Cargo de Seguridad de Abastecimiento'  $C_{SA}$ , a incluir en la tarifa de transporte).

##### 4.2.2.1 Componente de Transporte

Desde el punto de vista de la remuneración de transporte, la confiabilidad debería estar incluida en el componente tarifario T. Sin embargo, se debe considerar lo siguiente:

- La CREG aprobó la Resolución CREG 126 de 2010, por la cual se establecen 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 dictan otras disposiciones en materia de transporte de gas natural.

- En esta resolución, se define para el transporte que las inversiones en confiabilidad se deben incluir en el componente del Plan de Nuevas Inversiones (PNI), que son aquellas diferentes de las Inversiones en aumento de Capacidad (IAC).
- El PNI 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.
- Las IAC son los valores eficientes de los proyectos que un transportador prevé desarrollar en cada Año del Período Tarifario con el propósito exclusivo de incrementar la capacidad de su sistema de transporte. Para efectos regulatorios, estos proyectos corresponderán únicamente a 'loops' y compresores que se construirán en el Sistema de Transporte Existente, y deberán estar orientados a atender nueva demanda prevista durante el Horizonte de Proyección.
- Parecería que la Resolución CREG 126 de 2010 determina que todas las nuevas inversiones en transporte, diferentes de 'loops' y compresores, es decir, extensiones de la red existente o nuevos gasoductos, están sujetos a procesos susceptibles de competencia por parte de cualquier transportador y/o distribuidor.
- Se anota en todo caso que, en la red existente, la confiabilidad se mejora fundamentalmente con 'loops' y con sistemas de compresores adicionales redundantes en las estaciones de compresión actuales.

De esta manera, con la metodología aprobada y de acuerdo con las inversiones que se incluyan en las tarifas de los transportadores, no se tendrían opciones de remuneración asociadas a los elementos de confiabilidad en el SNT. Así, aunque el transportador puede gestionar dentro de su base tarifaria los proyectos que considere necesarios para mejorar la confiabilidad en su sistema, si estos son 'loops' y compresión, la CREG condiciona estos proyectos (IAC) a tener demanda adicional asociada a los mismos. Dado que serían por confiabilidad, probablemente no estén respaldados por mayor demanda, y no se acepten dentro de la remuneración.

Igualmente, aunque se define que en el PNI se incluirán inversiones de confiabilidad, expresamente se excluyen 'loops' y compresores, lo que no permite entonces remunerar estos proyectos que mejoran la confiabilidad. En la resolución se asocia la confiabilidad a la integridad y seguridad de la infraestructura y no a la disponibilidad y continuidad del servicio a los usuarios finales. De esta manera, la resolución comentada parece no incluir opciones para remunerar confiabilidad en este componente.

Dado que se anuncia en la Resolución CREG 126 de 2010, que el concepto de confiabilidad puede ajustarse, se propone que se ajuste la definición de confiabilidad, así:

*“La confiabilidad está relacionada con el efecto que tengan los proyectos de inversión o la operación del sistema, en la disminución de la probabilidad de interrupción o restricción en el corto plazo (días u horas) del servicio al usuario final.”*

Igualmente, se propone que en el PNI se puedan incluir las inversiones en 'loops' y compresión de respaldo, no asociadas a incrementos de demanda, sino a mayor continuidad y disponibilidad del servicio del usuario en el corto plazo, en concordancia con la definición de confiabilidad. Tampoco estarían incluidos en las extensiones de la red, pues según la resolución estos tendrían tarifa independiente, y al no contar con demanda, no serían factibles para ningún transportador. De ser así, se tendría entonces que estas inversiones estarían en el componente de PNI dentro de la remuneración de transporte, que sería recaudado por el comercializador y dirigido al transportador responsable del proyecto, considerando que la demanda beneficiada es la demanda total del transportador. Si, por el contrario, la definición de confiabilidad no es modificada, los proyectos de confiabilidad en transporte, deberían ser incluidos en el componente,  $C_{cm}$ .

#### 4.2.2.2 Componente de Confiabilidad $C_{cm}$

En este componente se incluiría la suma de cargos que resulten de priorizar y/o aprobar las siguientes remuneraciones, considerando toda la demanda del mercado relevante del distribuidor:

- Producción

Se entiende que aquí entrarían proyectos que mejoren la confiabilidad en la producción, tales como plantas de amina, compresión de producción de respaldo, mejoramiento en procesos productivos, etc; diferentes de las instalaciones de GNL.

- Almacenamiento Estratégico

De acuerdo con las definiciones del Decreto 2730 de 2010, este almacenamiento se trata desde el punto de vista de exigencia y cumplimiento de los usuarios, y desde el punto de vista de opciones de servicio del Comercializador.

En este análisis, se revisa su manejo regulatorio desde el punto de vista tarifario, según lo previsto en el Decreto:

- Plantas satélites: según criterio y análisis entre UPME y CREG, y como resultado de convocatoria.
- Almacenamiento subterráneo: caso de tarifa regulada, si la demanda no es predominantemente termoeléctrica.
- Almacenamiento en Plantas de GNL: adicional al asociado en el proyecto aprobado como Planta de GNL a través de la convocatoria.

- Distribución

En este componente, irían los proyectos de GNS, que puedan ser implementados para soportar la confiabilidad de demanda en el mercado relevante de Distribución- Comercialización.

Cargos: Min valor eficiente ( $CCmP$ ,  $CCmD$ ,  $CCmPS$ ,  $CCmSUB$ ,  $CCmAlmGNL$ )

La evaluación de este valor óptimo puede derivarse de uno o varios de estos proyectos, que se determinarían con la aplicación del modelo de valoración de la confiabilidad entregado por este Consultor a la CREG.

---

### 4.3. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS REGULATORIO

En conclusión, el tratamiento tarifario de los proyectos de confiabilidad debería ser definido y validado por la CREG considerando:

- Análisis según modelación del sistema y su impacto en el mejoramiento de la confiabilidad.
- Análisis beneficio/costo de las diferentes alternativas de confiabilidad.
- Impacto tarifario.
- Oportunidad.

El proyecto que resulte aprobado por la CREG, de acuerdo con los criterios económicos y legales correspondientes, tendría entonces un cargo a incluir en el  $C_{cm}$ , que recaudaría el Comercializador y que tendría como destino al responsable de dicho proyecto.

En cuanto a los proyectos que se definen por convocatoria, es decir, el proyecto de GNL y/o de la planta satélite (cuyos valores a remunerar serían los resultantes de dicha convocatoria), serían remunerados: el primero, por un Cargo de Seguridad de Abastecimiento  $C_{SA}$  y el segundo, por un cargo que se incluiría en el  $C_{cm}$  si es seleccionado dentro del óptimo. En estos casos, la CREG podría incluir un criterio de eficiencia en estos proyectos, a través de la definición de un precio de reserva para las convocatorias que refleje la evaluación del valor eficiente de confiabilidad con cualquier proyecto de confiabilidad sustituto.

Igualmente, la eficiencia del componente de confiabilidad se puede valorar a través de un mecanismo de apertura de competencia, similar al propuesto en la Resolución CREG 126 de 2010, de tal manera que pueda participar cualquier agente interesado, definiendo un proceso de competencia para la presentación de propuestas que compitan con esa remuneración, con el mismo tipo u otro tipo de proyectos. En este proceso igualmente debería operar el precio de reserva.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. RESUMEN Y CONCLUSIONES DE LA APLICACIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD

Tanto en la situación actual como en los años 2011 y 2018, los niveles de restricciones obtenidos con el modelo indican que Colombia tiene principalmente un problema que hemos definido como de seguridad de abastecimiento y no de confiabilidad. Esta conclusión proviene del hecho de que cuando las demandas de gas natural para generación eléctrica son elevadas no existe en el sistema actual suficiente capacidad de producción y transporte para abastecer toda la demanda potencial del sistema.

A fines del año 2011, y siempre considerando el caso de todo un año con baja hidraulicidad, sin inversiones de confiabilidad el costo de las restricciones alcanza los 388 MMu\$s anuales.

Los niveles de restricción son particularmente elevados en el Valle del Cauca y Tolima-Huila (donde también pueden esperarse restricciones al GNV) por encontrarse al final del

sistema de abastecimiento, y en Antioquia donde existe insuficiente capacidad de transporte para abastecer la demanda potencial de la central térmica Termosierra. En este último caso las restricciones al resto de los usuarios no se materializan cuando la central térmica funciona con otros combustibles.

La situación en Bogotá y alrededores mejora sustancialmente hacia fines del 2011 en relación con la situación actual al aumentar significativamente la capacidad de inyección en Cusiana, permitiendo el abastecimiento prácticamente sin restricciones de la región.

El abastecimiento del sur del sistema y de la central Termosierra podría mejorarse ligeramente aumentando la capacidad de transporte entre Vasconia y Mariquita y entre Vasconia y Antioquia, aprovechando volúmenes que de otra manera se exportan a Venezuela.

Debido a la naturaleza del problema colombiano, las soluciones de confiabilidad no aportan una solución económica ya que su diseño está relacionado con problemas puntuales de producción o transporte, o bien una demanda diaria excepcionalmente elevada que ocurre pocos días por año, pero no para asistir al sistema ante situaciones que se prolongan durante meses.

A partir de los resultados obtenidos se puede concluir que Colombia se encuentra enfrentada a un problema de Seguridad de Abastecimiento cuya evolución futura depende de los niveles de declinación de La Guajira, las posibilidades de incremento de producción en Cusiana, los descubrimientos de otros yacimientos y las posibilidades de importación de gas natural desde Venezuela.

Teniendo en cuenta razones de costo y plazo de puesta en marcha, así como también la flexibilidad que requiere el hecho de que la ubicación óptima de una planta de GNL puede cambiar con los resultados de descubrimientos futuros, se considera que la solución más adecuada para el problema de Seguridad de Abastecimiento de Colombia es la utilización de barcos de regasificación. Esta tecnología está siendo utilizada exitosamente en Argentina y Brasil y ha sido elegida para el emprendimiento conjunto de Argentina y Uruguay en el Río de la Plata. Los precios actuales del GNL rondan los 5 u\$/MMBTU y los pronósticos indican que la oferta de GNL se mantendrá por encima de la demanda en la próxima década.

Utilizando el modelo de confiabilidad antes descrito se indican en la Tabla 33 y en Tabla 34 un resumen de los costos totales de abastecimiento del sistema para fines del 2011 y el 2018, respectivamente. En dichas tablas, los proyectos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento se encuentran ordenados de acuerdo con su costo total, incluyendo las inversiones, el costo de las restricciones y los gastos operativos. Sombreado en amarillo se indica el caso base correspondiente a las solución básica, sin proyectos de confiabilidad (y con un buque regasificador de GNL en el Atlántico en el año 2018).

Tabla 33

PROYECTO	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación a fines del 2011 con Buque Regasificador GNL en el Pacífico (incluye inv. Transporte)	1,776.9	25.5	10.1	-	181.3	67.1	2,061.0
Situación a fines del 2011 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico (incluye inv. Transporte)	1,586.5	121.1	54.5	-	293.0	117.2	2,172.2
Situación a fines del 2011 con Almac. Subterráneo	1,509.0	23.2	345.0	101.4	222.7	19.1	2,220.4
Situación a fines del 2011 sin proyectos de confiabilidad	1,548.4	48.5	388.1	-	242.2	-	2,227.2
Situación a fines del 2011 con inversión de confiabilidad en Cusiana	1,556.5	51.5	366.4	-	243.0	12.8	2,230.1
Situación a fines del 2011 con Planta de PS GNL en Bogota	1,544.1	45.8	387.1	9.5	239.9	27.5	2,253.9
Situación a fines del 2011 con 7 plantas de Propano - Aire	1,548.4	48.5	388.1	-	242.2	42.4	2,269.6

Tabla 34

PROYECTOS (Incluyen las inversiones de transporte necesarias)	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico y en el Pacífico	2,016.7	-	6.8	-	247.1	185.3	2,455.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Almac. Subterráneo	1,886.9	-	66.9	92.0	367.3	220.8	2,633.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico	1,969.2	-	89.1	-	388.8	201.8	2,649.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico e inversión de confiabilidad en Cusiana	1,981.7	-	72.4	-	390.4	214.6	2,659.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Planta de PS GNL en Bogota	1,957.8	-	83.5	13.9	386.4	229.3	2,670.9
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y 7 plantas de Propano - Aire	1,969.2	-	89.1	-	388.8	244.2	2,691.4

Es importante en relación con el contenido de este Informe que se tengan en cuenta los siguientes aspectos: a) los resultados de la Tabla deben considerarse preliminares hasta tanto no se cuente con información adicional relacionada especialmente con la diferenciación de los volúmenes industriales y termoeléctricos con capacidad de sustitución de los que no la tienen; y; b) cuando estén disponibles deberían ser considerados en el análisis los costos reales de las inversiones en infraestructura obtenidos a partir de un estudio de prefactibilidad.

Sin perder de vista las aclaraciones anteriores surge de los análisis realizados en este estudio que en la situación actual el proyecto más eficiente a los fines de asegurar la Seguridad de Abastecimiento sería la instalación de Buques regasificadores, primero en el Pacífico y luego en el Atlántico para compensar y anticipar la declinación prevista en la producción de La Guajira. La razón principal de este resultado se debe que esto permite introducir en el sistema una redundancia de abastecimiento en el extremo final del sistema de gasoductos.

Respecto de los proyectos de confiabilidad, con los costos y volúmenes de las restricciones considerados en forma preliminar en este Informe y con la presencia simultánea del barco regasificador resultaría más conveniente la utilización coordinada de un sistema de cortes a usuarios con capacidad de sustitución o disposición para liberar su capacidad a un determinado precio. Con un barco regasificador de GNL en el Pacífico a fines del año 2011 y en ambas costas en el año 2018, los costos de las restricciones serían de solo 10 y 7 MMu\$s anuales, no requiriendo inversiones especiales en confiabilidad, ya que no afectarían a los usuarios regulados.

En segundo lugar en el ranking de proyectos se ubica el almacenamiento subterráneo en el yacimiento de Montañuelo, ya que su capacidad de almacenamiento permitiría satisfacer buena parte de la demanda incremental asociada al fenómeno de El Niño en la zona sur del país.

A partir de los datos preliminares surge también que la inversión en una planta de aminas de respaldo en Cusiana prácticamente puede ser repagada por la mejora de confiabilidad en el sistema. Por lo tanto, se recomienda estudiar con más detalle tanto los costos de la inversión como su efecto sobre la confiabilidad de la producción en Cusiana.

Considerablemente más costosas resultarían las otras soluciones de confiabilidad. En el caso de las plantas de propano-aire debido a que, a pesar de su bajo costo de inversión utilizan un combustible demasiado caro y entrarían en funcionamiento en casos muy excepcionales. En el caso de la planta de peak-shaving de GNL en Bogotá debido a que su baja capacidad de almacenamiento no permite su funcionamiento continuo durante un período de sequía y porque el fuerte incremento esperado en la producción de Cusiana a partir de fines del 2011 mejora sustancialmente la situación de confiabilidad actual de la región de Bogotá.

Por lo tanto, se recomienda que el manejo de las restricciones a los usuarios con combustibles alternativos y un futuro mercado de cortes (que se ha mostrado una solución de confiabilidad eficiente) sean considerados como otra forma de satisfacer los requerimientos de Almacenamiento Estratégico requeridos por el Decreto 2730 de 2010.

## **5.2 RECOMENDACIONES GENERALES PARA LA REMUNERACIÓN DE LAS INVERSIONES**

Conforme a lo anticipado, en la Sección 3 del Informe Fase I-B se analizaron las distintas alternativas de seguridad de abastecimiento y confiabilidad desde el punto de vista de los mecanismos para su remuneración. Tales propuestas deberán ser profundizadas al momento en que se definan las características de los proyectos a ser implementados.

En la Sección 4.1.2.1 del presente Informe se reiteraron las recomendaciones para la remuneración de las inversiones en instalaciones de regasificación, en tanto se considera que esta alternativa constituye el óptimo conforme a los resultados de la aplicación del modelo probabilístico. Para las demás soluciones tecnológicas nos remitimos a la Sección 3 del Informe Fase I-B ya citada, destacando las siguientes recomendaciones generales:

- La remuneración de cada una de las soluciones debe ser afrontada por el conjunto de usuarios beneficiados por la solución.

- Para el caso de las soluciones de seguridad de abastecimiento (como el caso de la instalación de la regasificación) se consideran beneficiarios la totalidad de los usuarios del sistema de gas colombiano. Para las soluciones locales, el modelo probabilístico permite determinar cuáles son los mercados relevantes beneficiados por una infraestructura determinada.
  - Se considera que la mejor forma de recaudar la remuneración de las inversiones es a través de cargos tarifarios a pagar por los beneficiarios (usuarios del todo el sistema o usuarios de un determinado mercado relevante, según el caso). Si la solución es general, el cargo se aplicará a todos los usuarios del Sistema Nacional de Transporte; si es local, el cargo se incluirá en la fórmula tarifaria de distribución.
  - En ocasión de los procesos de revisión de la fórmula tarifaria en curso, la CREG podrá incluir el 'cargo de confiabilidad' en las correspondientes fórmulas tarifarias, aun cuando su valor permanezca en cero hasta tanto comience la ejecución de las obras.
  - El 'cargo de confiabilidad' puede establecerse con carácter de 'price-cap' o de 'revenue cap' (como lo solicitara una de las Distribuidoras), en la medida en que la tasa asociada refleje la diferencia en el riesgo de demanda.
  - Deberán arbitrarse las soluciones regulatorias necesarias para asegurar que los usuarios regulados, el GNV y los usuarios no regulados que no tengan capacidad de sustitución, cuenten con Contratos de Suministro en Firme. (El Decreto 2730 de 2010 establece disposiciones en este sentido).
  - A la vez, deberá preverse el procedimiento por el cual, en situaciones de racionamiento, se procederá a la protección de los usuarios regulados, del GNV y de los usuarios no regulados sin capacidad de sustitución, a través del corte a los usuarios interrumpibles y, en segunda instancia, al resto de los usuarios según sus costos de restricciones.
  - Deberá establecerse un sistema que permita el manejo coordinado del abastecimiento de combustibles alternativos.
  - Estudiar la implementación de un mercado de restricciones que asegure la optimización de la utilización de combustibles alternativos y la negociación y venta de las restricciones de usuarios que estén dispuestos a liberar su capacidad a un determinado costo.
  - Asimismo, deberá procurarse que los contratos relacionados con la importación spot de GNL estén asociados a la demanda de las centrales térmicas, a fin de que éstas no deban afrontar obligaciones de take-or-pay demasiado altas.
  - Deberá asegurarse la realización de inversiones en el sistema de transporte que permitan disponer de capacidad de transporte firme suficiente para enfrentar la mayor demanda que se presenta durante la ocurrencia del fenómeno del Niño, en la medida en que resulte la inversión más eficiente.
-

## 6 ANEXO RÉGIMEN NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

### A. Presentación

El Consorcio ITANSUCA S.A. – FREYRE & ASOCIADOS celebró un contrato de consultoría con la FEN, con el objeto de determinar y valorar económicamente alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización. El Consultor, en desarrollo de sus obligaciones contractuales, debe en la Fase IA – Diagnóstico y Análisis – numeral 1., realizar la siguiente actividad:

“Revisar los aspectos normativos vigentes y su alcance sobre la obligación del comercializador de asegurar a sus usuarios la continuidad del servicio. Así mismo, revisar otro tipo de normatividad que involucre temas como condiciones ambientales, Planes de Ordenamiento Territorial, entre otros, que pueden incidir en la construcción de proyectos que generen confiabilidad”.

Para estos efectos a continuación se desarrolla el presente documento que consta de tres (3) capítulos, a saber: 1. Régimen Normativo General; 2. Confiabilidad en el Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible, y, 3. Marco Normativo para desarrollar proyectos que aporten confiabilidad al sistema de distribución de gas natural.

### Capítulo 1

#### Régimen Normativo General

##### 1.1. Fundamentos Constitucionales

- **Los recursos naturales no renovables son de propiedad del Estado**

Los recursos naturales no renovables son “Aquellos elementos de la naturaleza y del medio ambiente, esto es, no producidos directamente por los seres humanos, que son utilizados en distintos procesos productivos... se caracterizan por cuanto existen en cantidades limitadas y no están sujetos a una renovación periódica por procesos naturales”<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Corte Constitucional, sentencia C- 221 de 1997

Por mandato constitucional, "El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes", de conformidad con lo dispuesto en el artículo 332. Como lo ha señalado la jurisprudencia de la Corte Constitucional:

*".. La propiedad inmueble se desmembra en propiedad superficiaria y en subsuelo; al Estado pertenece este último, así como los recursos no renovables, se encuentren en la superficie o en el subsuelo. Se consagra a favor del Estado, una reserva expresa sobre los recursos no renovables, dominio público éste que se configura sin perjuicio de la propiedad privada minera constituida en virtud de derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a leyes preexistentes..".<sup>9</sup>*

Por su parte, el artículo 360 del mismo texto constitucional, atribuyó al legislador la facultad de establecer, mediante ley, las condiciones a las que debe someterse la explotación de los recursos naturales no renovables, en virtud de la cual se causará a favor del Estado una contraprestación económica a título de regalía, en los términos y condiciones que defina la misma ley.

Este régimen jurídico es similar a los de la mayoría de los países de América Latina, tales como Argentina, Chile, Ecuador, México y Perú, en los que se establece, igualmente, el dominio exclusivo, inalienable e imprescriptible del Estado sobre los recursos naturales no renovables, como los hidrocarburos y sus derivados, y se han adoptado en sus regímenes normativos, mecanismos idóneos para permitir su exploración, explotación, comercialización, a los particulares interesados en desarrollar estas actividades bajo los principios que orientan la actividad económica en cada uno de estos países.

## **1.2. Regulación de la cadena de valor del gas natural**

Con fundamento en los mandatos constitucionales, se han adoptado los regímenes jurídicos que regulan los aspectos atinentes al desarrollo de las distintas actividades principales que se realizan en el sector del gas natural, las cuales conforman lo que se conoce como la cadena de valor de la industria del gas natural, a saber:

- Exploración
- Producción
- Procesamiento

---

<sup>9</sup> Corte Constitucional. Sentencia C – 006 de 1993

- Transporte
- Comercialización y Distribución

Cada una de las anteriores actividades tiene su normatividad que configura un régimen jurídico propio, de carácter especial.

Así, según lo establecido en la Ley 401 de 1997, artículo 11, las actividades de exploración, explotación, procesamiento y transporte de los derivados de los hidrocarburos, incluido el gas, se sujetan a las normas contenidas en el Código de Petróleos, el Decreto 2310 de 1974, y sus disposiciones reglamentarias o modificatorias.

También la citada Ley 401 de 1997 dispone que, si el gas se utiliza como combustible, el régimen jurídico aplicable es el que rige la prestación de los servicios públicos domiciliarios, consagrado en la Ley 142 de 1994, la Ley 401 de 1997, y sus normas modificatorias y reglamentarias. También se somete a las reglamentaciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, que es la autoridad reguladora de los servicios públicos de gas y energía eléctrica.

Por el contrario, si el gas se utiliza como materia prima de procesos industriales petroquímicos, el régimen no será el de los servicios públicos domiciliarios, sino el establecido en el mencionado Código de Petróleos, y sus normas concordantes.

Teniendo en cuenta que el objetivo de la consultoría tiene como marco referente las actividades de distribución y comercialización de gas natural a los usuarios regulados, las cuales están calificadas como servicios públicos domiciliarios, es preciso desarrollar el régimen normativo de tales servicios, no sólo en sus aspectos básicos, sino también en aquellos relacionados con el aseguramiento de la continuidad y la confiabilidad en su suministro, que son fines esenciales del Estado, que deben ser preservados y garantizados por los agentes que prestan tales servicios, en los términos establecidos en las leyes y la reglamentación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

### **1.3. Los servicios públicos domiciliarios**

La Constitución Política promulgada en 1991, introdujo significativos cambios en el sector de los servicios públicos domiciliarios, que, hasta entonces, estaban bajo la responsabilidad exclusiva del Estado, salvo algunas excepciones. Entre éstas, se encontraba la prestación del servicio de gas, cuyo desarrollo más importante estuvo a cargo de la iniciativa privada.

---

La Carta Constitucional señaló como uno de los fines del Estado, la prestación de tales servicios a “todos los habitantes del territorio nacional”; y, facultó a los particulares, entes mixtos, y, al propio Estado, para prestarlos en igualdad de condiciones, en un ambiente de libre competencia, sometidos al régimen legal expedido por el Congreso de la República.

En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios<sup>10</sup>. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberán indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita. (Art. 365).

La misma Constitución Política definió los siguientes postulados que sustentan la prestación de los servicios públicos domiciliarios, a saber:

- El régimen jurídico será definido por la Ley (CP., art. 365).
- Libre concurrencia de agentes económicos en las actividades de prestación (CP., arts. 365 – 334).
- Libertad de iniciativa empresarial, bajo régimen de libre competencia. (CP., arts. 365 – 333).
- El Estado abandona su papel de empresario, y se limita a las funciones de regulador y controlador de las actividades propias de tales servicios, con sujeción a lo señalado en la ley. (CP., arts. 365 – 370).
- El régimen tarifario se definirá teniendo en cuenta los criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos (CP., art. 367).

Tales postulados orientan el funcionamiento del mercado de los servicios públicos, que opera bajo reglas de libre competencia, y, permite establecer las reglas que determinan las condiciones bajo las cuales deben operar las actividades monopólicas que se tienen en la prestación de algunos de los servicios públicos regulados por los estatutos legales.

La finalidad del esquema de prestación de los mencionados servicios, es la de asegurar su prestación eficiente, en términos de calidad y continuidad, para procurar el desarrollo general de la sociedad colombiana, como uno de los fines esenciales que promueve el régimen constitucional vigente. La consideración fundamental es la satisfacción del interés general, mediante la prestación de servicios públicos, entendidos como uno de los medios a través de los cuales se promueve el bienestar social.

Como lo ha expresado, de manera reiterada, la Corte Constitucional:

\_\_\_\_\_

<sup>10</sup> Artículo 365

*"Es de la esencia de la filosofía política que inspira al Estado Social de Derecho la de asegurar, como cometido básico de éste, inherente a su finalidad social, la atención y satisfacción de las necesidades insatisfechas de salud, educación, saneamiento ambiental, agua potable, y otras, que aseguren el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida, con el fin de hacer efectiva la igualdad material entre todos los integrantes de la comunidad. De este modo, la realización y la eficacia sustantiva del Estado Social de Derecho se mide por la capacidad de éste para satisfacer, a través de la prestación de los servicios públicos, las necesidades vitales de la población, mediante el suministro de concretas prestaciones que tiendan a ello y, consecuentemente, de lograr por esta vía la igualación de las condiciones materiales de existencia de las personas..".<sup>11</sup>*

#### **1.4. Régimen Legal**

Con base en los criterios definidos por la Constitución Política, se desarrolló el régimen jurídico de los servicios públicos domiciliarios, contenido en la Ley 142 de 1994, y sus disposiciones concordantes.

En efecto, la Ley 142 es un estatuto integral, que regula no sólo la relación jurídica que se establece entre las personas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios y sus usuarios, sino también las obligaciones, derechos y deberes de cada una de ellas, define los servicios públicos a los cuales se aplica; determina las obligaciones del Estado en relación con tales servicios, así como la protección y garantía de los usuarios; define la institucionalidad pública del sector, y le asigna competencias, y, en fin, establece garantías y procedimientos para las actuaciones que se desarrollen en razón de su prestación y suministro.

- **Ámbito de aplicación**

La Ley 142, en el artículo 1, define los servicios públicos a los cuales se aplica, así:

“ARTÍCULO 1o. ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LA LEY. Esta Ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía pública [fija] básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural; a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la presente Ley, y a las actividades complementarias definidas en el Capítulo II del presente título y a los otros servicios previstos en normas especiales de esta Ley”.

---

<sup>11</sup> Corte Constitucional. Sentencia C-636 de 2000.

Como se señala, de manera expresa, este régimen se aplica al servicio público de distribución de gas combustible, así como a las actividades complementarias de este servicio. Por actividad complementaria se entienden “las actividades a las que también se aplica esta Ley, según la precisión que se hace adelante, al definir cada servicio público. Cuando en esta Ley se mencionen los servicios públicos, sin hacer precisión especial, se entienden incluidas tales actividades”. Para cada servicio público domiciliario, la Ley 142 define las actividades complementarias, teniendo en cuenta su naturaleza, y las somete a su regulación.

### 1.5. Servicio Público de distribución de gas combustible

En relación con el servicio público de distribución de gas combustible, la referida Ley 142, en su artículo 14.28, lo define así:

“ Servicio público domiciliario de gas combustible. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta Ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria”.

Como lo dispuso la norma anterior, la comercialización de gas natural es una actividad complementaria al servicio de distribución domiciliaria de gas natural; es un servicio público, y, como tal, se somete al régimen jurídico vigente para dicha actividad, a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, así como al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Como se dejó sentado, la Ley 401 de 1997 precisó el alcance de las competencias en relación con las diversas actividades que se desarrollan en el sector de gas. Con sujeción a lo dispuesto en su artículo 11, la Ley 142 regula las siguientes actividades del sector de gas combustible<sup>12</sup>:

- **Producción.** La Ley 142, en concordancia con lo dispuesto en la Ley 401 de 1997, no regula la producción del gas.
- **Transporte.** La actividad de transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en que se conecte a una red secundaria, se califica como una actividad complementaria del servicio público de distribución domiciliaria de gas, y, por tanto, se somete a las disposiciones de la Ley 142.

Este servicio público se presta por el Transportador, quien es una persona cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte, hasta el punto de recepción o de entrega. (Resolución CREG- 057 de 1996, Art. 1).

La Resolución CREG-071 de 1999 (Reglamento Único de Transporte, Num. 1.1) definió a los Transportadores, como las personas de que trata el Título 1º de la Ley 142 de 1994 que realicen la actividad de Transporte de Gas desde un Punto de Entrada hasta un Punto de Salida del Sistema Nacional de Transporte y que reúnen las siguientes condiciones, de acuerdo con la Regulación de la CREG: a) capacidad de

---

<sup>12</sup> La Resolución CREG – 057 de 1996 establece que el concepto de gas combustible comprende el gas natural, gas no asociado, gas licuado del Petróleo (GLP), y gas natural comprimido (GNC).

decisión sobre el libre acceso a un Sistema de Transporte siempre y cuando dicho acceso sea técnicamente posible; y b) que realice la venta del Servicio de Transporte a cualquier Agente mediante Contratos de transporte.

El transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del mismo gas. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente de las condiciones de las de compra o distribución y de su valoración. (Resolución CREG – 057 de 1996, Art. 5).

- **Comercialización.** La actividad de comercialización, entendida como la compra y venta de gas combustible a título oneroso en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales, es, al igual que el transporte, una actividad complementaria del servicio público de distribución domiciliaria de gas, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.28 de la Ley 142.

Esta actividad se desarrolla por el comercializador, quien es una persona natural o jurídica cuya actividad es la comercialización de gas combustible. Puede o no, ser un productor (Resolución CREG- 057 de 1996, Art. 1).

- **Distribución.** Es la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible a través de redes de tubería, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14.28 de la Ley 142. (Resolución CREG- 057 de 1996, Art. 1).

La persona que presta el servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería, se define como “Distribuidor de gas combustible por redes de tubería”, cuya actividad se somete, igualmente, a los mandatos de la Ley 142, así como a las reglamentaciones expedidas por la CREG para este servicio específico.

## 1.6. Régimen de comercialización de gas natural

En relación con la comercialización de gas natural, la regulación vigente distingue entre la comercialización desde la producción a grandes consumidores (Mercado Mayorista), y comercialización a pequeños consumidores (Mercado Minorista).

- **Comercialización a grandes consumidores**
-

La Resolución CREG – 057 de 1996, en su artículo 1º., define el Gran Consumidor de Natural como:

“ Un consumidor de más de 500.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2001; de más de 300.000 pcd hasta el 31 de diciembre del año 2004; y, de más de 100.000 pcd a partir de enero 1o. del año 2005, medida la demanda en un solo sitio individual de entrega.”

El Gran Consumidor (Usuario no Regulado), está facultado para negociar libremente sus contratos, y precios de suministro y transporte con un productor, un comercializador, un transportador o un distribuidor, previo pago de los cargos que correspondan por acceso y uso al propietario de las redes. (Resolución CREG- 057 de 1996, Arts. 11; 69).

El mismo artículo 11 establece que los precios de transporte, distribución y venta serán negociables, pero no superiores a los precios máximos establecidos en la misma resolución, salvo cuando, mediante resolución, se haya determinado que el precio de comercialización a grandes consumidores sea libre.

La citada Resolución CREG – 057 de 1996, en su artículo 12, estableció las opciones contractuales que podrán ser ofrecidas a los grandes consumidores de gas natural, en los siguientes términos:

“Artículo 12. OPCIONES CONTRACTUALES. Con el fin de adecuar los contratos a las necesidades de los consumidores y a sus condiciones particulares, se ofrecerán distintas modalidades contractuales, las cuales serán de conocimiento público. Podrán ofrecerse, entre otros, contratos firmes, contratos en pico o contratos interrumpibles, que incluyan o no prima de disponibilidad, o una combinación de ellos. En suma, se permiten todas aquellas modalidades contractuales que no sean contrarias a la ley y la regulación y a los principios de libre competencia. La Comisión publicará a título informativo una guía para los usuarios. Se negociarán de manera independiente los contratos de transporte y los de compraventa cuando se adquiera el combustible en un sitio distinto del nodo intermedio o de salida del sistema o subsistema de transporte y se admitirán diferentes puntos de entrega, sin perjuicio de lo previsto en el capítulo IV de esta resolución”.

La comercialización mayorista de gas natural debe sujetarse a las siguientes reglas generales:

1. Comercialización Conjunta. Los socios de un campo productor o de un contrato, deberán comercializar independientemente el gas natural producido conjuntamente. Por excepción, la CREG podrá autorizar la comercialización conjunta, con arreglo a lo dispuesto en la Resolución CREG- 095 de 2008.<sup>13</sup>. Se exceptúa de autorización cuando

---

<sup>13</sup> Resolución CREG- 095 de 2008: Artículo 20: Modificar el Artículo 2 de la Resolución CREG 093 de 2006, el cual quedará así: **“ARTÍCULO 2. RÉGIMEN DE LA COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.** A partir de la vigencia de la presente Resolución, los socios de un campo productor o de un contrato deberán comercializar independientemente el gas natural producido conjuntamente. Excepcionalmente, la CREG podrá autorizar la Comercialización Conjunta con base en los criterios señalados en el Artículo 3 de la presente Resolución.

la comercialización del gas natural se realice a través de Subastas originadas en vendedores, según lo dispuesto por la Resolución CREG- 095 de 2008, “ Por la cual se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008”<sup>14</sup>.

Los criterios que debe evaluar la CREG para expedir una autorización para la comercialización conjunta de gas natural, son los siguientes:

- Que la producción de gas natural proveniente de un campo productor o de un contrato de explotación, en conjunto con las reservas probadas y la capacidad de producción existente al momento de la solicitud, sea necesaria para garantizar la seguridad en el suministro.
  - Que a los interesados no les es posible definir o modificar unilateralmente las condiciones de precios en el mercado.
  - Que la Comercialización Independiente de la producción de gas natural en un proyecto, no hace factible la ejecución de las inversiones requeridas para desarrollar las reservas de un campo.
2. El vendedor podrá ofrecer gas natural en firme con destino a los Agentes del Mercado, donde las entregas están condicionadas al precio de bolsa de electricidad de la siguiente manera: i) se interrumpe en Condiciones Críticas; y ii) se entrega en Condiciones Críticas en los términos de la Resolución CREG 071 de 2006 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan. Los interesados en recibir el gas en estas condiciones pactarán con el vendedor los mecanismos para establecer el cumplimiento de la condición mencionada.
  3. Cuando el productor requiera gas natural para su propio consumo o para destinarlo a atender las necesidades de personas vinculadas económicamente a él, deberá adquirirlo o disponer de su propia producción de gas a precios de mercado.
  4. La producción no comprometida, considerada como producción disponible para ofertar, será comercializada mediante los procedimientos establecidos en la Resolución CREG-095 de 2008.

Tales procedimientos de comercialización tienen en cuenta el origen del gas natural, si proviene de campos con precios máximos regulados, o de campos con precios libres. En este último caso, se encuentra el proveniente de todos los campos existentes y los nuevos desarrollos gasíferos. La excepción a la regla general está referida únicamente al gas proveniente de los campos de Guajira, Opón y Cusiana – Cupiagua.

En todo caso, la CREG está facultada para excluir del régimen de precios libres a algunos campos productores de gas, y pasarlos al régimen de precios máximos regulados. Se trata de una facultad reglada, y debe sujetarse a la Ley 142 de 1994, en relación con la garantía

---

<sup>14</sup> El Decreto 2687 de 2008, “ Por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural y se dictan otras disposiciones”, consagra medidas para garantizar el suministro del servicio público de gas natural, así como la continuidad en su prestación.

de libre competencia y no abuso de la posición dominante de un agente en el mercado de gas.

El régimen de precio máximo regulado se aplica al gas proveniente de los campos de Guajira, Opón y Cusiana – Cupiagua. Este precio se define como “ el precio máximo por todo concepto del gas natural establecido por la CREG, colocado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte cumpliendo especificaciones mínimas de calidad y presión que permiten su transporte y posterior comercialización”, cuya fijación corresponde a la CREG.

5. Los distribuidores deben permitir el acceso de las redes de tubería de su propiedad, a cualquier productor, comercializador o gran consumidor de gas combustible a cambio del pago de los cargos correspondientes, siempre y cuando observen las mismas condiciones de confiabilidad, calidad, seguridad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, y cumplan con el código de transporte o sus normas suplementarias, el código de distribución y los demás reglamentos que expida la CREG (Resolución CREG- 057 de 1996, Art. 79).
6. Cualquier gran consumidor que utilice los servicios de distribución tiene derecho a exigir su prestación con la confiabilidad, calidad, seguridad y continuidad especificadas en el código de distribución o en el contrato de distribución.

- **Comercialización a pequeños consumidores**

Salvo los usuarios de las áreas exclusivas de distribución domiciliaria de gas natural, que se someten al régimen tarifario establecido en el contrato, los pequeños consumidores (usuarios regulados), no tienen la posibilidad de negociar sus tarifas, éstos se sujetan a la Fórmula Tarifaria General aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliaria de gas natural por redes de tubería, definida en la Resolución CREG – 011 de 2003, y sus normas concordantes.

La comercialización a tales consumidores es atendida únicamente por los distribuidores de gas natural, hasta cuando se considere por el ente regulador que dicha actividad desarrollada por los productores y los demás agentes, es competitiva,<sup>15</sup> en razón de la participación de un número suficiente de proveedores y suministradores, de conformidad con lo previsto en el artículo 2º., del Decreto 3429 de 2003.

A su vez, el referido decreto, en su artículo 4º., consagra que, en cuanto la CREG establezca que la actividad de comercialización es competitiva, los Comercializadores Entrantes a los mercados de comercialización deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios residenciales de forma tal que, anualmente, se equilibren en un 90%, los subsidios a los usuarios de los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 con las contribuciones de los Usuarios Regulados que serán atendidos por éstos, sin perjuicio de lo previsto en el Decreto 847 de 2001.

La comercialización de gas a los usuarios regulados ubicados en las áreas exclusivas de distribución domiciliaria de gas natural, se somete a lo dispuesto en el régimen jurídico de los servicios públicos

---

<sup>15</sup> Decreto 3429 de 2003, Art. 3º. *Comercialización de Gas Natural Competitiva*. Para efectos del presente Decreto, se considera que la actividad de Comercialización de gas natural desarrollada por los Productores y los Agentes Importadores es competitiva, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas lo determine a partir de análisis que consideren índices reconocidos de competencia que involucren el número de Productores-Comercializadores y Agentes Importadores, la posición de dichos agentes en el mercado, su nivel de competencia; así como la madurez del mercado secundario de gas natural, la existencia de sistemas de información a los usuarios, la disponibilidad de infraestructura de transporte de gas natural y demás factores que encuentre pertinentes.

domiciliarios, las reglamentaciones expedidas por la CREG, en especial, la Resolución CREG – 057 de 1996, las cláusulas pactadas en cada uno de los contratos de concesión de distribución exclusiva de gas natural por redes de tubería, y las demás reglamentaciones aplicables a los distribuidores que prestan el mismo servicio por fuera del régimen de las áreas exclusivas, en cuanto así lo dispongan las mismas disposiciones.

A su vez, la Resolución CREG- 007 de 2009<sup>16</sup>, exige que los comercializadores que atiendan Usuarios Regulados están obligados a asegurar la continuidad en la prestación del servicio a través de contratos vigentes de suministro y transporte de gas combustible y/o con mecanismos complementarios que lo soporten, con sujeción a lo dispuesto en la misma reglamentación.

Con el fin de atender el suministro en tales áreas, los concesionarios están obligados a comprar el gas natural en condiciones de libre competencia,<sup>17</sup> con el fin de obtener las mejores ofertas en términos de eficiencia económica, oportunidad y continuidad.

La relación que se establece entre el comercializador distribuidor y el pequeño consumidor, se regula mediante el contrato de servicios públicos o de condiciones uniformes, con sujeción a los términos y condiciones exigidos en la Ley 142 de 1994, y, en las reglamentaciones de la CREG, en especial, la Resolución CREG- 108 de 1997, que consagra los criterios de protección de los usuarios de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible.

El artículo 128 de la Ley 142, define el contrato de servicios públicos como “un contrato uniforme, consensual, en virtud del cual una empresa de servicios públicos los presta a un usuario a cambio de un precio en dinero, de acuerdo a estipulaciones que han sido definidas por ella para ofrecerlas a muchos usuarios no determinados”.

Los prestadores del servicio a los pequeños consumidores, están obligados a atender todas las solicitudes de suministro a los consumidores residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen, siempre y cuando existan condiciones técnicas razonables dentro de un plan de expansión de costo mínimo, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994, en el Código de Distribución, en los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes y en los contratos de áreas de servicio exclusivo, cuando sea el caso.

La metodología de remuneración que deben aplicar los comercializadores distribuidores, tiene las siguientes características:

---

<sup>16</sup> Resolución CREG – 007 de 2009, “Por la cual se dictan disposiciones para la compra de gas combustible con destino a usuarios regulados por parte de los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo”.

<sup>17</sup> Resolución CREG – 007 de 2009, Art. 2: *Obligación de comprar gas combustible mediante mecanismos que garanticen transparencia y neutralidad por parte de los concesionarios de las áreas de servicio exclusivo en distribución de gas combustible.* Los comercializadores de gas combustible por redes de tubería a Usuarios Regulados, deben hacer uso de mecanismos de compras de gas combustible que aseguren transparencia y neutralidad y las mejores condiciones para los usuarios regulados. Para ello podrán utilizar los siguientes mecanismos, según lo aconsejen las condiciones del mercado: (i) Realizar convocatorias públicas de compra de gas combustible; (ii) Participar en las convocatorias de venta de gas combustible que realice un Productor – Comercializador o un comercializador; o (iii) Adelantar negociaciones bilaterales. (...).

- El prestador del servicio define el “ Mercado Relevante”<sup>18</sup> o los “Mercados Relevantes” que pretende atender. El Mercado Relevante mínimo lo conforma un municipio. El Agente puede solicitar a la CREG la fijación de tarifas para un municipio o un grupo de municipios.
- La Resolución CREG – 011 de 2003, en su artículo 23, estableció la metodología para el cálculo del cargo máximo base de comercialización  $C_0$  se determinará como el cociente de la suma de los componentes a) y b) descritos a continuación, sobre el número de facturas del año para el cual se tomaron los parámetros de cálculo de dichos componentes.
  - a) Los gastos anuales de AOM y la depreciación anual de las inversiones en equipos de cómputo, paquetes computacionales y demás activos atribuibles a la actividad de Comercialización que resulten de aplicar la metodología de Análisis Envolverte de Datos, tal como se describe en el Anexo 7 de esta Resolución.
  - b) El ingreso anual del Comercializador correspondiente al año en el cual se efectuaron los cálculos de los gastos de AOM multiplicado por un margen de comercialización de 1.67%. El ingreso anual incluirá el valor facturado para todos los componentes del Mst o del Msm, según sea el caso.

Para el caso de Comercializadores que no cuenten con la anterior información, se les fijará un Cargo de Comercialización igual al de otro Comercializador que atienda un mercado similar.

El valor de  $C_0$  así calculado se referirá a la Fecha Base de la solicitud tarifaria.

## Capítulo 2

### Confiabilidad en el Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible

Puede entenderse la confiabilidad como un atributo de la calidad del servicio público domiciliario de gas combustible. En efecto, la calidad del servicio está determinada, entre otros aspectos, por las condiciones técnicas y de seguridad, la confiabilidad, la continuidad y la disponibilidad.

En cuanto a la relación entre calidad y confiabilidad, en términos generales, puede entenderse la confiabilidad como la calidad en el tiempo, y, desde esta perspectiva, la continuidad suele verse como un atributo de la confiabilidad.

---

<sup>18</sup> Resolución CREG- 011 de 2003, Art. 2: MERCADO RELEVANTE DE COMERCIALIZACIÓN: Conjunto de usuarios conectados directamente a un mismo Sistema de Distribución, para el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha aprobado el cargo respectivo.

---

Por su parte, la disponibilidad, es el atributo de la calidad que se refiere a la permanencia del servicio en un estado que hace posible que el usuario pueda utilizarlo cuando lo necesite.

Bajo esta óptica, presentaremos a continuación las principales características del régimen jurídico contenido en la Constitución Política y en la ley 142 de 1994, en lo relativo a la calidad del servicio, su confiabilidad y disponibilidad.

La Constitución Política contiene una serie de principios básicos y reglas que rigen la prestación de los servicios públicos, como los que se enuncian a continuación.

- Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional (Art. 365).
- El Estado se reservó la exclusividad en el ejercicio de las funciones de regulación, control y supervisión de tales servicios (Art. 365).
- El bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida son finalidades sociales del Estado (C.P. art. 366).
- La libre competencia es un derecho de todos, cuyo ámbito comprende la actividad de los servicios públicos. El Estado, por mandato de la ley, impedirá que se obstruya o se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional (Art. 333).
- Libertad de iniciativa empresarial, bajo régimen de libre competencia (CP., arts. 365 – 333).
- Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita (Art. 365).
- El Estado debe intervenir, por mandato de la ley, en la prestación de los servicios públicos, para asegurar, entre otros fines, el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, conseguir los beneficios del desarrollo, asegurar que todas las personas, en particular las de menores ingresos, tengan acceso efectivo a los bienes y servicios básicos, así como para promover la productividad y la competitividad (Art. 334).

En cuanto a la calidad, la Constitución le dio el siguiente tratamiento a lo relacionado con los bienes y servicios, públicos y privados:

- En primer lugar, exige al Estado el cumplimiento del deber de asegurar la prestación “eficiente”, de los servicios públicos, a todos los habitantes del territorio nacional. (Art. 365). El concepto de eficiencia comporta no sólo el uso mínimo de los recursos para obtener el mayor beneficio, sino que éste debe procurarse en términos de la mejor calidad posible.
- La ley debe regular el control de calidad de los bienes y servicios ofrecidos y prestados a la comunidad (Art. 78).
- La ley también debe regular la información que debe suministrarse en la comercialización de los bienes y servicios (Art. 78).
- Quienes causen daños en la producción y en la comercialización de bienes y servicios, atenten contra la salud, la seguridad y el adecuado aprovisionamiento a consumidores y usuarios, deben responder civilmente (Art. 78).
- En cuanto se refiere específicamente a los servicios públicos domiciliarios, la Constitución Política insiste en que el Estado debe regular su calidad. Particularmente, previó que la ley debe fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios y su calidad (Art. 367).

*De acuerdo con este régimen constitucional, la ley debe definir las reglas sobre la calidad de tales servicios, incluyendo los aspectos relacionados con su regulación y control, las autoridades competentes para regularla y controlarla, así como lo relativo a la responsabilidad por daños por parte de los prestadores del servicio.*

*Todo lo anterior debe estar orientado a lograr los fines de mejoramiento de calidad de vida, acceso efectivo a los servicios básicos, aprovechamiento de los beneficios del desarrollo y la promoción de la productividad y la competitividad (Art. 334).*

---

Por su parte, la ley 142 de 1994, contiene las siguientes previsiones jurídicas relativas a la calidad del servicio público domiciliario de gas combustible.

- 1. En primer lugar, la ley ordenó al Estado que intervenga en los servicios públicos domiciliarios, entre otros, con el fin específico de garantizar la calidad y la continuidad del servicio (Art. 2.1).**

El primer fin, en orden consecutivo, que le atribuyó la ley 142 de 1994 al deber de intervenir en los servicios públicos, fue el de “garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios” (Art. 2.1).

---

Esta norma pone en evidencia que la garantía de la calidad del bien objeto del servicio es uno de los más importantes fines que debe buscar la intervención del Estado en los servicios públicos domiciliarios y que un propósito esencial de dicha garantía de calidad es el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

**2. En cuanto a la prestación del servicio, la regla general debe ser la continuidad, mientras que las interrupciones son la excepción.**

Está señalado como otro de los fines de la intervención estatal, la “prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan” (Art. 2.4).

En cuanto a las excepciones, la ley 142 de 1994 también dispone que:

- a) La indemnización de perjuicios por falla en la prestación del servicio no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito, lo que es equivalente a que no hay falla en la prestación del servicio cuando el incumplimiento de la obligación de prestar un servicio continuo de buena calidad acaece por razones de fuerza mayor o caso fortuito (Art. 137).
  - b) Las suspensiones en interés del servicio expresamente previstas en la ley tampoco constituyen falla en la prestación del servicio (Art. 137).
- 3. Las distintas entidades a las cuales la ley 142 de 1994 atribuyó la intervención del Estado en los servicios públicos, deben asegurar los fines específicos de garantizar la calidad y continuidad en la prestación del servicio, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley. (Art. 2).**

Deben destacarse dos aspectos básicos del régimen adoptado por la Ley 142 de 1994, que son cruciales en orden a cumplir el fin específico de garantía en la calidad y continuidad en la prestación del servicio de gas combustible. En primer lugar, la desintegración de las distintas actividades que conforman la cadena de la prestación del servicio y, por otra parte, la separación de las competencias entre las distintas autoridades públicas del sector.

En cuanto al primero de estos aspectos, debe tenerse en cuenta que la separación de las actividades y la desintegración vertical adoptada por la regulación de la CREG, son un factor determinante a la hora de garantizar la confiabilidad y la continuidad en el servicio al usuario final.

Así lo ha expresado la Comisión de Regulación de Energía y Gas<sup>19</sup>:

---

<sup>19</sup> Resolución CREG-062 de 2006.

“Dada la separación de actividades que establece la ley 142 de 1994, y por otro lado, la forma como está constituida la industria del gas combustible en Colombia, un riesgo que puede afectar el cumplimiento de la obligación de prestación continua del servicio que asume el distribuidor, es el hecho de que esta continuidad depende del suministro del gas por parte de su proveedor, estos es, del productor-comercializador, por cuanto es sabido que el distribuidor no es productor de este bien.

Directamente relacionados con la gestión de este riesgo, se encuentran en la ley, y en la regulación expedida por la CREG, diversos mandatos en cabeza del Estado que le exigen intervenir para hacer efectiva la obligación de prestación continua del servicio; así como distintas exigencias y prohibiciones, unas que debe cumplir la empresa distribuidora, y otras que son aplicables a quienes les proveen el gas natural, como se analiza enseguida.

En orden a asegurar la calidad y la continuidad en la prestación del servicio, la ley 142 exige que los prestadores celebren los respectivos contratos tendientes a obtener los bienes y servicios que necesitan para tal fin, en las mejores condiciones objetivas, incluyendo la forma como mejor garanticen la calidad y la continuidad (Arts. 30 y 35); prevé la existencia de planes de expansión a mínimo costo que garanticen la calidad, confiabilidad y continuidad (Art. 14.12); tener en cuenta el orden de atención prioritaria fijado por la autoridad competente (L. 142/94, Art. 8; L. 401/97, Art. 16); y prohíbe a las personas que presten servicios públicos o que tengan un monopolio de hecho o de derecho “suspender el suministro” a los consumidores que no estén en mora, aún con previo aviso, sin autorización del Gobierno (Código de Comercio, Art. 979).

Adicionalmente, el Decreto 2687 de 2008, artículo 14, faculta a los transportadores de gas natural, distribuidores y/o cualquier otro agente que defina la CREG, para incluir en su plan de inversiones, las que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. En relación con esta autorización, la CREG establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse, para mitigar los efectos sobre los usuarios finales del servicio y establecerá el esquema tarifario que debe remunerar las inversiones eficientes que para el efecto presenten los Agentes a los que se refiere este artículo.

Por su parte, en cuanto al segundo de los aspectos señalados, la ley ha dado un régimen jurídico distinto a las diferentes actividades de la industria del gas combustible y ha sometido su regulación a distintas autoridades, las cuales deben intervenir de manera coordinada en orden a cumplir el fin estatal de garantizar la calidad, confiabilidad y continuidad en la prestación de dicho servicio.

---

Corresponde al Ministerio de Minas y Energía definir, con sujeción a la ley, las políticas que sean necesarias para garantizar la calidad, confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio de gas combustible (Const. Pol. Art. 208; L. 489/98, Arts. 59 y 61).

En cuanto a la gestión del uso del gas, la ley 142 de 1994, artículo 8, asignó de manera privativa a la Nación, la competencia para planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.

Por otra parte, la ley 401 de 1997, artículo 16, dispuso que "cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda, el Gobierno Nacional, de acuerdo con los ordenamientos, y parámetros establecidos en la Ley 142 de 1994, y previo concepto del Consejo Nacional de Operación de Gas, fijará el orden de atención prioritaria de que se trate, teniendo en cuenta los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas".

Por su parte, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, regular, con sujeción a la Constitución Política, a la Ley y a la Política definida por el Gobierno Nacional, las actividades de comercialización desde la producción, el transporte y la distribución de gas combustible.

En cuanto se refiere a las funciones de inspección, vigilancia y control del cumplimiento de las normas que regulan la calidad, confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio, fueron asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (Const. Pol. Art. 370 y L. 142/94, Arts. 69 y siguientes).

**4. La calidad del servicio es un derecho del usuario del servicio público, que en cuanto a su naturaleza es mixto, por ser al mismo tiempo legal y contractual, así como colectivo e individual (Ley 142/94, Arts. 9.3 y 136; Ley 472/98, Art. 4, literal j, y, literal n).**

El artículo 9 de la ley 142 de 1994, estableció que los usuarios de los servicios públicos tienen derecho a "obtener los bienes y servicios ofrecidos en calidad o cantidad superior a las proporcionadas de manera masiva, siempre que ello no perjudique a terceros y que el usuario asuma los costos correspondientes".

Según esta norma, legalmente existe el derecho, a favor de los usuarios, de exigir a las empresas el servicio en las mismas condiciones de calidad en que los suministran a los demás usuarios, así como también a obtenerlos con una calidad superior cuando el usuario está dispuesto a pagar tal calidad y ello no perjudica a otros usuarios. Este derecho es exigible a través de las acciones constitucionales de tutela y populares.

Por otra parte, de acuerdo con los artículos 128 y 136, en virtud de dicho contrato, nacen dos obligaciones: la empresa asume la obligación de prestar el servicio y el usuario la obligación de pagar el precio. Según esta última norma, en el contrato de servicios públicos la empresa asume la obligación principal de "prestación continua de un servicio de buena calidad". La

empresa prestadora es deudora de la prestación continua de un servicio de buena calidad y el usuario es el acreedor de dicha obligación.

Legalmente, la prestación continua de un servicio de buena calidad es la más importante obligación que debe cumplir la empresa frente al usuario, en virtud del contrato de servicios públicos que celebran.

**5. La ley asignó a las empresas el cumplimiento de la garantía de calidad tanto en relación con las redes existentes, como con la expansión.**

Según los artículos 29 y 135 de la ley 142 de 1994, las empresas tienen la obligación de efectuar el mantenimiento y reparación de las redes a su cargo. Y de acuerdo con el artículo 14.12, ibídem, los planes de expansión deben garantizar la continuidad, calidad, y confiabilidad en el suministro del servicio.

**6. La eficacia en la continuidad y calidad del servicio es un criterio legal que debe aplicarse para interpretar las normas de la ley relativas a los contratos para la prestación del servicio público de gas combustible (L. 142, Art. 30).**

La ley 142 de 1994 estableció unos criterios especiales de interpretación, entre los cuales dispuso que las normas que esta ley contiene sobre contratos se interpretarán en la forma que más favorezca la continuidad y calidad en la prestación de los servicios (Art. 30).

Esta regla es de especial importancia para la interpretación de las normas sobre contratos contenidas en la ley 142 de 1994, por cuanto en caso de ambigüedad, contradicción u oscuridad de las normas que regulan el contrato de servicios públicos, la interpretación debe hacerse pro-calidad, esto es, deben interpretarse en la forma como se haga más eficaz la obligación de prestación continua de un servicio de buena calidad.

**7. La función de regulación a cargo de la CREG debe orientarse fundamentalmente a exigir que el servicio se preste con calidad, confiabilidad y disponibilidad.**

Según el artículo 73 de la ley 142 de 1994, la CREG tiene, en relación con el servicio público domiciliario de gas combustible, la función de regular los monopolios en la prestación de dicho servicio, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes los presten, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad.

Específicamente, el artículo 74.1 de esta ley atribuyó a la CREG la importantísima función de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente..., para lo cual puede, entre otras medidas, propiciar la competencia, adoptar las medidas necesarias para impedir abusos

de posición dominante, buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia y adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

Por otra parte, también asignó a la CREG la función específica de fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio de gas combustible (Art. 73.4), así como la de establecer cuándo el señalamiento de los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector es necesario para garantizar la calidad del servicio” (Art. 67.1).

La CREG, igualmente, en desarrollo del mandato contenido en el artículo 14 del Decreto 2687 de 2008, está facultada para establecer los criterios que aseguren la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural, y deberá definir el esquema tarifario que permita remunerar, en forma eficiente y suficiente, las inversiones que deban realizar los agentes del mercado de gas interesados en la ejecución de proyectos que se requieran para asegurar dicha confiabilidad.

**8. El precio del servicio público de gas combustible debe estar directamente relacionado con un nivel de calidad, confiabilidad, continuidad y disponibilidad, determinado por la CREG.**

Dispone la Ley 142 de 1994, en relación con la calidad, confiabilidad y disponibilidad y la tarifa, que:

- a. En los servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, **como la demanda por éste**. –Destaco-(Art. 87.1).
  - b. Las fórmulas de tarifas garantizarán, entre otros aspectos, la recuperación de los costos y gastos propios de operación, **incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento**. (Art. 87.4).
  - c. Los planes de expansión deben ser de mínimo costo y deben **garantizar continuidad, calidad, y confiabilidad en el suministro del servicio**. (Art. 14.12).
  - d. Las fórmulas de tarifas permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; **y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios**. (Art. 87.4).
-

- e. Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa. (Art. 87.8).
- f. Sin perjuicio de otras alternativas que puede definir la CREG, puede establecer un cargo fijo para remunerar recuperar los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso. (Art. 90).

Como lo ha señalado la Corte Constitucional<sup>20</sup>, este cargo fijo que refleja los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, puede cobrarse a los usuarios, aún cuando el servicio ha sido suspendido por mora de los usuarios.

### **9. Le corresponde al Estado, a través de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la vigilancia y control de la calidad de los servicios públicos.**

La vigilancia y control de la calidad de los servicios públicos comprende varias medidas, que van desde la de acordar planes de gestión con las empresas, imponer medidas preventivas y sanciones. Estas últimas pueden ir desde las sanciones pecuniarias hasta la toma de posesión de la empresa, con la consecuente liquidación:

- a) Prevé el artículo 58 de la ley 142 que “cuando quienes prestan servicios públicos incumplan de manera reiterada, a juicio de la Superintendencia (...) las normas de calidad definidos por ella (o por el Regulador?), ésta podrá ordenar la separación de los gerentes o de miembros de las juntas directivas de la empresa de los cargos que ocupan.
- b) El Superintendente puede tomar posesión de una empresa, cuando la empresa no quiera o no pueda prestar el servicio público con la continuidad y calidad debidas, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o a terceros (Art. 59.1).
- c) La Superintendencia de Servicios Públicos debe vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados; y sancionar sus violaciones, siempre y cuando esta función no sea competencia de otra autoridad (Art. 79.1).
- d) Igualmente, debe la Superintendencia vigilar y controlar el cumplimiento de los contratos entre las empresas de servicios públicos y los usuarios; y sancionar sus violaciones (Art. 79.2).

---

<sup>20</sup> Sentencia C-389 de 2002.

En conclusión, la ley ordenó la intervención del Estado en el servicio público domiciliario de gas combustible, con el fin de garantizar su calidad, continuidad, confiabilidad y disponibilidad. Para el efecto atribuyó funciones a distintas entidades que deben actuar armónicamente para garantizar dicho fin estatal.

Igualmente, impuso deberes específicos a los distintos agentes que realizan las diferentes actividades de la cadena del servicio de gas combustible, para lograr que éste se preste con la calidad, confiabilidad, continuidad y disponibilidad exigidas. Para el efecto se debe celebrar entre estos agentes los respectivos contratos, en las mejores condiciones objetivas, y deben existir planes de expansión a mínimo costos, que garanticen estos fines.

Por su parte, la CREG debe tomar todas las medidas que sean necesarias para que los prestadores del servicio de gas combustible produzcan servicios de calidad; para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; así como adoptar las respectivas fórmulas tarifarias que reflejen y permitan remunerar las inversiones económicamente eficientes que se requieran por la demanda del servicio, por la expansión, reposición y mantenimiento, así como por la disponibilidad, con el fin de asegurar la calidad, confiabilidad, continuidad y disponibilidad del servicio.

- **Regulación de la seguridad de suministro y compra**

La CREG ha regulado contractualmente dos modalidades de servicio de suministro; contratación en firme y contratación interrumpible. Igualmente, ha definido dos modalidades de contratación: Take or Pay y Contrato de Opción de Compra de Gas (OGC).

Los comercializadores que atienden mercado regulado deben contratar en estas condiciones y los demás mercados, pueden pactar contratos en condiciones diferentes.

Adicionalmente, la Resolución CREG 070 de 2006 establece que el suministro en firme debe contar con el respaldo físico, esto es, con capacidad de producción y reservas suficientes.

De esta manera los contratos de suministro en firme proporcionan incentivos para asegurar una confiabilidad adecuada de acuerdo a los requerimientos de los clientes, sujeto a las interrupciones que se puedan dar por salidas forzadas en los campos.

La CREG igualmente ha propuesto, en la Resolución CREG 104 de 2007, el concepto de “suministro por niveles de firmeza”. Para el efecto, el productor/comercializador determina, con base en metodologías generalmente aceptadas por la industria, las capacidades de producción disponibles con las correspondientes probabilidades de ocurrencia en el tiempo.

---

Además, se propone la modalidad de contratación con firmeza condicionada consistente en que el vendedor podrá ofrecer gas en firme con destino a usuarios no regulados sujeto a una condición donde la entrega sea interrumpida cuando el precio de bolsa de electricidad que calcula X.M supera el Precio de Escasez definido para el Cargo por Confiabilidad.

- **Confiabilidad Eléctrica.**

Para efectos de confiabilidad eléctrica, que termina afectando al confiabilidad de gas, la CREG ha determinado a través de la Resolución CREG 071 de 2006, que las plantas establece que las térmicas a gas que quieran participar en la asignación de la remuneración por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad deben contar con contratos de suministro y transporte en firme.

Este mecanismo exige como contraprestación, que toda planta que sea remunerada con el Cargo por Confiabilidad, y de acuerdo a las asignaciones de obligaciones de energía firme OEF, que ha comprometido con el sistema, deberá ser generada cuando el precio de Bolsa supere el Precio de Escasez definido por la regulación, el cual está referenciado al costo de generación con Fuel Oil No. 6.

La Resolución 071 de 2006 exige como respaldo contractual para el suministro a gas contar con estos contratos de suministro en firme. La alternativa de respaldo actualmente regulada es contar con la posibilidad de generar con combustibles líquidos.

- **Confiabilidad a usuarios Regulados**

La resolución CREG 011 de 2003 exigía que todo comercializador que atendiera usuarios regulados debía tener contratos vigentes de suministro y transporte de gas combustible que aseguraran la continuidad del servicio al mercado atendido, en los términos establecidos en el Decreto 1515 de 2002 o modificatorios (actualmente el Decreto 880 de 2007).

Los contratos que aseguran esa continuidad son los contratos en firme. El decreto 880 da prioridad en los racionamientos a los contratos firmes, sin embargo están sujetos al tipo de demanda a abastecer.

Mediante la Resolución CREG 075 DE 2008, la Comisión expidió nuevas medidas para la contratación de gas por parte de los distribuidores-comercializadores con destino al mercado regulado. Señala la CREG que el propósito es hacer consistentes los mecanismos de compra con las condiciones existentes de oferta.

---

Se flexibilizan los mecanismos de contratación de los distribuidores-comercializadores, incluyendo la posibilidad de negociaciones bilaterales sin recurrir a subastas. También se da la opción de respaldarse con mecanismos complementarios como almacenamiento, contratos de respaldo y la utilización de combustibles intercambiables con el gas natural. Ello requiere autorización previa de la CREG si tiene impacto en la tarifa.

- **Expansión**

La propuesta contenida en la Resolución CREG 028 de 2008, define un mecanismo competitivo para la expansión según el cual, en caso de que un transportador reciba una solicitud de ampliación de capacidad de transporte y decida no llevarla a cabo, se realizará una convocatoria pública para invitar a otros posibles interesados en realizarla.

Esta alternativa implica que el sistema nacional de Transporte puede estar compuesto por diferentes tramos de diferentes empresas, no necesariamente con desarrollos de infraestructura integrales o secuenciales.

La inversión que es reconocida para un gasoducto determinado se encuentra condicionada a la aplicación de un criterio de eficiencia denominado “factor de utilización normativo”.

El Factor de Utilización es un indicador de utilización de un gasoducto o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima y se define como la relación entre la sumatoria de los valores presentes de las demandas esperadas de volumen de cada año en el horizonte de proyección (entre 20 y 30 años según el caso) y la sumatoria de los valores presentes de las capacidades máximas de mediano plazo de transporte en el horizonte de proyección multiplicadas por 365, utilizando una tasa de descuento de 11.5%.

El Factor de Utilización Normativo es del 0.5 para gasoductos troncales y de 0.4 para gasoductos regionales.

La implicación de dichos factores normativos para el transportador es que si la demanda proyectada conlleva un factor de utilización inferior al normativo, esta demanda se ajusta hacia arriba hasta alcanzarlo, de tal forma que los cargos obtenidos se basan en esa demanda ajustada y no en la esperada. Es decir, el riesgo de demanda por debajo del factor de utilización normativo es por cuenta del transportador.

Otro aspecto relacionado con la confiabilidad es la remuneración de unidades críticas de respaldo en las estaciones compresoras lo cual es permitido actualmente.

---

- **Transporte y Distribución**

La CREG ha anunciado que está pronta a sacar a consulta la metodología de la remuneración de transporte para el nuevo periodo tarifario, que reemplazará a la Resolución CREG 01 de 2000.

En la Resolución CREG 087 de 2007, se anuncia que los temas de calidad y confiabilidad serán estudiados dentro del proceso de definición de la nueva metodología para remunerar la actividad de transporte.

La resolución CREG 11 de 2003 define la fórmula tarifaria y la remuneración de la Distribución y la Comercialización.

La resolución CREG 71 de 1999, establece el reglamento único de Transporte, que ha sufrido algunos ajustes y modificaciones, en el cual además de los temas operativos, de responsabilidad, regula la disponibilidad de información, que no es suficiente para llevar una estadística de interrupciones clara con responsables y cálculos de confiabilidad en el suministro a usuarios finales.

Se dispuso la creación de un sistema de información electrónica a través de Internet, en el cual los transportadores deben poner a disposición de los distintos agentes un conjunto de información histórica y actual operacional y financiera. Entre la información contenida, cada transportador debe publicar un manual de transportador con procedimientos generales de sus procesos de contratación, su capacidad total y disponible de transporte, la contratación de capacidad en firme, solicitudes de servicio, balance volumétrico y los ciclos de nominación.

- **Racionamiento**

Es importante señalar, que el Decreto 2687 de julio de 2008 por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural introduce una asignación del gas en el mercado según prioridades de suministro que no existían. Hasta el presente, se suponía que la asignación se hacía a través del mercado. Los siguientes elementos del Decreto son relevantes para la confiabilidad del suministro:

- Se establece que el abastecimiento de la demanda interna es prioritario. En caso de que no se pueda cumplir con las exportaciones contratadas en firme, se le reconocerá al agente exportador el costo de oportunidad del gas de acuerdo con la metodología que establezca el MME.
  - El gas natural de propiedad del Estado (gas de regalías y participación del Estado en los contratos), se destinará prioritariamente a la demanda interna residencial y comercial. La ANH comercializará este gas a través de un tercero.
-

- Se establece que el gas proveniente de los campos con precio libre que esté disponible para ofertar en firme, previa declaración al MME, se comercializará prioritariamente con destino al sector residencial y pequeños usuarios comerciales.
- El gas disponible para ofertar en firme de campos con precio regulado se ofrecerá secuencialmente a: i) a distribuidoras con usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales cuando se tenga contratos vigentes al precio máximo regulado; ii) a distribuidoras para atender estos grupos de usuarios al precio máximo regulado; iii) a distribuidoras para atender usuarios industriales regulados cuando se tenga contratos vigentes al precio máximo regulado; iv) a distribuidoras para atender estos usuarios al precio máximo regulado, y v) a los demás agentes. Las cantidades así asignadas no se pueden trazar en el mercado secundario (esta restricción tiene implicaciones contractuales en el sentido que si el gas se adquiere mediante un take or pay, el gas no tomado correspondiente a la porción take or pay lo pierde el comercializador).
- Se establece un sistema de certificación de reservas y de declaración de producción.
- Se dispone que las inversiones que requieran los transportadores y distribuidores para asegurar la confiabilidad de acuerdo con los criterios fijados por la CREG podrán ser incluidas en el plan de inversiones y remuneradas vía tarifas.
- Dentro del cálculo de la Producción Comprometida en suministro firme se considera el gas proveniente de proyectos de LNG.

#### **- Propuestas Regulatorias sobre confiabilidad en la prestación del servicio**

Con fundamento en los mandatos consagrados en las Leyes 142 y 143 de 1994, la CREG ha expedido algunas reglamentaciones, los que actualmente surten el trámite de la consulta<sup>21</sup>, que pretenden garantizar la confiabilidad y la continuidad, como elementos básicos del esquema de prestación del servicio de comercialización y distribución de gas natural.

Los proyectos de reglamentaciones que pretende adoptar la autoridad reguladora, se resumen así:

#### **- Resolución CREG – 178 de 2009**

“ Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tuberías.”.

---

<sup>21</sup> La CREG está obligada, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, a hacer públicos las resoluciones de carácter general que pretenda adoptar, con las excepciones que establece la misma norma, con antelación no inferior a treinta (30) días a la fecha de su expedición.

---

Mediante este proyecto de resolución, la Comisión de Regulación pretende establecer la metodología de remuneración de las actividades de distribución y comercialización de gas combustible por redes y la fórmula tarifaria, en el siguiente periodo tarifario.

En su artículo 4º., se proponen las fórmulas tarifarias generales para usuarios regulados del servicio público de gas combustible por redes de tubería, las cuales contemplan un cargo variable, y un cargo fijo, cuyas factores que lo componen se expresan en las fórmulas, así:

Cargo variable:

$$CUV_{jm} = G_m + T_m + D_{jm} + C_{mv} + C_{cm} + AJ_m$$

Cargo fijo:

$$CUf_m = C_{mf} + Cri_m$$

Donde:

$CUV_{jm}$  = Costo unitario variable en \$/m<sup>3</sup> aplicable en el mes  $m$  y correspondiente al rango  $j$  de la canasta de tarifas.

$CUf_m$  = Costo unitario fijo en \$/factura aplicable en el mes  $m$ .

$j$  = Rango  $j$  de la canasta de tarifas.

$m$  = Mes de prestación del servicio.

$G_m$  = Costo unitario en \$/m<sup>3</sup> de las compras de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, aplicable en el mes  $m$ , calculado conforme se establece en el Artículo 5 de esta Resolución.

---

$T_m$  = Costo unitario en  $\$/m^3$  correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados aplicable en el mes  $m$ , calculado conforme se establece en el Artículo 6 de esta resolución. Incluye los costos de transporte por gasoducto ( $T_m$ ), y/o transporte terrestre de gas combustible ( $TV_m$ ) y/o compresión ( $P_m$ ) de Gas Natural Comprimido (GNC), calculado conforme lo establecen los Artículos 6, 7 y 8 de esta resolución.

$D_{jm}$  = Cargo de Distribución en  $\$/m^3$  aplicable en el mes  $m$ , correspondiente al rango  $j$  de la canasta de tarifas. No incluye la conexión al usuario final.

**$Cc_m$  = Cargo de confiabilidad en  $\$/m^3$  aplicable en el mes  $m$ , de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras sea definido será cero.**

$C_{mv}$  = Componente variable del Cargo Máximo de Comercialización del mes  $m$  expresado en  $\$/m^3$ . Mientras sea definido será cero.

$A_{jm}$  = Factor de ajuste que se aplica al costo unitario variable ( $CU_{vjm}$ ) de prestación del servicio expresado en  $\$/m^3$  aplicable al mes  $m$ , calculado conforme al Anexo de la presente resolución.

$C_{mf}$  = Componente fijo del Cargo máximo de Comercialización del mes  $m$  expresado en pesos por factura.

$Cri_m$  = Cargo correspondiente a la remuneración de los costos eficientes de la revisión periódica de las instalaciones internas, de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras sea definido será cero.

**Parágrafo 1.** El costo máximo del servicio en un período dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en  $m^3$  en dicho período y el componente variable del costo unitario ( $CU_{vjm}$ ); y ii) el valor del componente fijo del costo unitario ( $CU_{fm}$ ).

**Parágrafo 2.** Las Fórmulas Tarifarias Generales establecidas en este Artículo son aplicables a todos los Mercados Relevantes de Comercialización. El Comercializador determinará el valor de cada uno de los componentes a trasladar al usuario final con base en el combustible suministrado y/o la tecnología utilizada para la prestación del servicio”.

El proyecto de resolución, al definir las fórmulas tarifarias generales, incluye un cargo máximo de confiabilidad, cuya finalidad es la de garantizar las inversiones que pretendan desarrollar los transportadores de gas natural, los distribuidores de gas natural, y cualquier otro agente de la cadena de gas natural, con el fin de asegurar la continuidad en la prestación del servicio público.

Con base en lo dispuesto en la Resolución CREG- 075 de 2008, el Comercializador cuenta con diversos instrumentos, a través de los cuales puede garantizar la continuidad exigida, tales como contratos en firme, contratos de almacenamiento, contratos de respaldo, uso de combustibles técnicamente intercambiables con el gas combustible y la infraestructura requerida.

Como bien lo señala la Comisión de Regulación, es necesario incluir en la metodología tarifaria el reconocimiento de las inversiones que deba hacer el Comercializador, con el propósito de asegurar la continuidad.<sup>22</sup>

#### **- Resolución CREG – 188 de 2009**

“Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, por la cual se establece información operativa y los medios de divulgación para coordinar los sectores de gas y electricidad, y se establecen otras disposiciones”.

Además de establecer los mecanismos operativos necesarios para la coordinación de los sectores de gas y electricidad, este proyecto de resolución pretende regular la calidad con la que deben prestarse los servicios de suministro y transporte de gas en firme, los cuales, según la misma CREG, son “determinantes” para garantizar la confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio público domiciliario de gas. Para ello, reitera la necesidad de asegurar la continuidad de la prestación bajo un contrato en firme, el cual, de manera excepcional, podrá interrumpirse, en los casos contemplados en las disposiciones que definen los referidos contratos de suministro y transporte de gas, así como en los artículos 140 y 141 de la Ley 142 de 1994, de conformidad con lo propuesto en el artículo 5º., del proyecto bajo examen.

En el evento en que se interrumpa el suministro o transporte de gas contratado en firme, por causas distintas a las contempladas en las disposiciones anteriores, deberá reconocerse una compensación al usuario, sin perjuicio de la reparación debida por causa de una falla en la prestación del servicio, o, por incumplimiento del contrato, según el caso.

El proyecto de resolución, en su artículo 5º., contempla que la compensación mensual será el valor obtenido de multiplicar el costo de interrupción (CI) establecido en la Resolución CREG 017 de 2005, o aquellas que la sustituyan o modifiquen, expresado en dólares por MBTU, por la cantidad de gas interrumpido durante un mes, expresado en MBTU. Para convertir el CI en dólares se utilizará la tasa de cambio representativa del mercado del último día del mes anterior a la interrupción.

La compensación se aplicará disminuyendo el pago mensual que le corresponde a cada productor y cada transportador, según sea el caso, en un valor igual al que resulte de aplicar el valor de compensación mensual calculado como se indicó anteriormente.

Los componentes G y T , según sea el caso, de la fórmula tarifaria general del costo de prestación del servicio, que aplican los comercializadores a los usuarios regulados, considera el costo del gas o transporte, según sea el caso, al cual se le han aplicado las reducciones correspondientes por compensaciones. Para el caso de los usuarios no regulados, la aplicación de la compensación determina el menor valor del servicio de suministro o transporte de gas contratado en firme, por el hecho de no haberlo prestado con la calidad asociada a dicho servicio.

---

<sup>22</sup> Documento CREG 135 de 2009. Págs. 252 y 253.

En los eventos en los cuales las interrupciones del servicio no correspondan a causas debidamente justificadas, con base en lo dispuesto en las normas enunciadas anteriormente, el comercializador deberá aplicar una compensación, entendida como una disminución del valor de la tarifa, teniendo en cuenta que el servicio no fue suministrado en las condiciones de continuidad exigidas.

#### - Resolución CREG – 032 de 2010

“ Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución por la cual se establece una opción tarifaria para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería en las Áreas de Servicio Exclusivo”.

En virtud de este proyecto de resolución, la CREG pretende establecer una opción tarifaria para determinar el costo de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tuberías a usuarios regulados en Áreas de Servicio Exclusivo, sin modificar el cargo de distribución pactado a través de contratos celebrados por el Ministerio de Minas y Energía y empresas concesionarias, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 1º., de la propuesta regulatoria.

La opción tarifaria aplicable a los usuarios regulados del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tuberías, será la siguiente:

Cargo variable:

$$CUV_m = G_m + T_m + D_m + C_{mv} + Cc_m + AJ_m + Kst$$

Cargo fijo:

$$CUf_m = C_{mf} + Cri_m$$

Donde:

$CUV_m$  = Costo unitario variable en \$/m<sup>3</sup> aplicable en el mes  $m$ .

$CUf_m$  = Costo unitario fijo en \$/factura aplicable en el mes  $m$ .

$m$  = Mes de prestación del servicio.

$G_m$  = Costo unitario en  $\$/m^3$  de las compras de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados, aplicable en el mes  $m$ , calculado conforme se establece en el 0 de esta Resolución.

$T_m$  = Costo unitario en  $\$/m^3$  correspondiente al transporte de gas combustible, destinado a Usuarios Regulados aplicable en el mes  $m$ , calculado conforme se establece en el Artículo 6 de esta resolución. Incluye los costos de transporte por gasoducto <sup>TM</sup>, y/o transporte terrestre de gas combustible (TVm) y/o compresión (Pm) de Gas Natural Comprimido (GNC), calculado conforme lo establecen los Artículos 6, 7 y 8 de esta resolución.

$D_m$  = Cargo de Distribución en  $\$/m^3$  aplicable en el mes  $m$ . No incluye la conexión al usuario final. Cargo contenido en el respectivo contrato de concesión celebrado entre el Ministerio de Minas y Energía y el concesionario.

**$Cc_m$  = Cargo de confiabilidad en  $\$/m^3$  aplicable en el mes  $m$ . de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras no sea definido será cero.**

$C_{mv}$  = Componente variable del Cargo máximo de Comercialización del mes  $m$  expresado en  $\$/m^3$ . Hasta que la CREG no indique lo contrario, este valor corresponderá al cargo o margen máximo establecido en la Resolución CREG 057 de 1996 (Artículo 107.1.4).

$AJ_m$  = Factor de ajuste que se aplica al costo unitario variable ( $Cuv_{jm}$ ) de prestación del servicio expresado en  $\$/m^3$  aplicable al mes  $m$ , calculado conforme al Anexo 1 de la presente resolución.

$C_{mf}$  = Componente fijo del Cargo máximo de Comercialización del mes  $m$  expresado en pesos por factura. Mientras no sea definido será cero.

$Cri_m$  = Cargo correspondiente a la remuneración de los costos eficientes de la revisión periódica de las instalaciones internas, de conformidad con el valor definido por la CREG en resolución independiente. Mientras no sea definido será cero.

$Kst$  = Factor de corrección en  $\$/m^3$  en el año  $t$  (que puede ser positivo o negativo), de acuerdo con lo definido en el Artículo 9 de la presente resolución.

**Parágrafo 1.** El costo máximo del servicio aplicando la presente opción tarifaria en un período

---

dado corresponderá a la suma de: i) el producto entre el consumo en  $m^3$  en dicho período y el componente variable del costo unitario ( $CU_{vjm}$ ); y ii) el valor del componente fijo del costo unitario ( $CU_{fm}$ ).

**Parágrafo 2.** La opción tarifaria establecida en este artículo es aplicable a las Áreas de Servicio Exclusivo. **El Comercializador determinará el valor de cada uno de los componentes a trasladar al usuario final con base en el combustible suministrado y/o la tecnología utilizada para la prestación del servicio.**

**Parágrafo 3.** Cuando el distribuidor de un Área de Servicio Exclusivo requiera suministrar un combustible diferente al gas natural, solamente podrá ajustar la fórmula tarifaria una vez cuente con la autorización del Ministerio de Minas y Energía de conformidad con lo establecido en la Cláusula 28 de los contratos de concesión.

**Parágrafo 4.** Si el  $Cuv_{jm}$  es mayor a  $1,08 * Cuv_{jm-1}$ , el  $Cuv_{jm}$  será igual a  $1,08 * Cuv_{jm-1}$  y el componente  $AJ_m$  se aplicará en la fórmula de cargo variable, siguiendo la metodología del anexo. Para el primer mes de vigencia de las Fórmulas Tarifarias Generales, el componente  $AJ_m$  será cero.

En relación con la opción tarifaria propuesta para las áreas exclusivas de distribución domiciliaria de gas natural, incluye el cargo máximo por confiabilidad, que, en el régimen tarifario vigente, no está considerado. Con lo cual se garantiza, en esta modalidad de prestación del servicio, que el concesionario cuente con los recursos necesarios para sufragar los proyectos que aporten confiabilidad al sistema de distribución en el área bajo su responsabilidad, máxime, si se tiene en cuenta, que será éste quien determinará la tecnología que le asegure dicha confiabilidad.

### Capítulo 3

#### **Marco Normativo General para desarrollar proyectos que aporten confiabilidad al sistema de distribución de gas natural**

La consultoría todavía no ha formulado las opciones de proyectos específicos que podrían desarrollarse con el objeto de contribuir a asegurar el suministro del gas natural a los usuarios; sin embargo, en cumplimiento de lo exigido en el contrato de consultoría, se presenta un resumen de la normatividad general aplicable en relación con el plan sectorial de suministro y transporte de gas natural, que plantea diversas opciones, de carácter integral, para asegurar el abastecimiento del recurso en condiciones eficientes; en relación con la materia ambiental, el uso de suelos, así como los permisos de orden local o municipal, que deberá observarse por quienes decidan acometer la realización de proyectos que aporten confiabilidad al sistema de distribución de gas natural, tales como almacenamientos de gas en grandes volúmenes, por citar un ejemplo.

#### **3.1. Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural en Colombia**

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME -, es una Unidad Administrativa Especial perteneciente al sector administrativo del Ministerio de Minas y Energía, cuya función básica es la de elaborar y mantener actualizados, con sujeción a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Energético Nacional, y los planes subsectoriales, entre los cuales está el Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte del gas natural en nuestro país, con el fin de que el país cuente, en

todo tiempo, con un suministro confiable, y eficiente, de los recursos energéticos que sean requeridos por la demanda.

Esta dependencia gubernamental, con fundamento en lo dispuesto en la Ley 1151 de 2007 “*Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010*”, que define como estrategia “..el diseño e implementación de un mecanismo regulatorio que promueva la inversión en facilidades para el suministro y/o transporte de gas para períodos de contingencia, con el objeto de asegurar la continuidad del servicio”, y el mandato del artículo 12 del Decreto 2687 de 2008,<sup>23</sup>, tiene a su cargo la definición de un Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural.

Este Plan de Abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural es de carácter indicativo, no obligatorio, y debe plantear diversas estrategias que se orientan a desarrollar una serie de proyectos, con visión de largo plazo, con la finalidad de asegurar el suministro eficiente del gas natural, en términos de continuidad, confiabilidad y suficiencia financiera. Es un instrumento que sirve como orientación a los potenciales inversionistas que deseen participar en el desarrollo de cualquiera de las actividades anteriormente reseñadas.

La finalidad del Plan de Abastecimiento es minimizar las consecuencias de la atención de la demanda en cuanto a la situación de abastecimiento para el período 2009-2018. Esta evaluación se realizará por medio de la comparación de las diferentes alternativas de inversión, usando el criterio de *min-max regret*.

(Plan de Abastecimiento, versión preliminar, octubre 2009, numeral 2.3.).<sup>24</sup>

En la actualidad, la UPME ha sometido a discusión pública una versión preliminar (Octubre de 2009 publicado en [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)), del mencionado Plan de Abastecimiento, que se desarrollaría en el período comprendido entre el año 2009 y 2018.

Dicha versión preliminar se desarrolla en 7 capítulos, a saber: En el Capítulo 1 se plantea la metodología utilizada para la elaboración del plan, el Capítulo 2 señala los criterios que se definieron para la elaboración del plan; el Capítulo 3 presenta la información utilizada para la elaboración del plan, la cual comprende las proyecciones de demanda y oferta, la descripción del sistema de transporte actual y las ampliaciones propuestas por los transportadores en el periodo 2010 – 2014; en el Capítulo 4 se analiza la situación de abastecimiento identificando el comportamiento de las reservas, los contratos y la disponibilidad física de gas natural bajo los escenarios de demanda proyectados; en el Capítulo 5 se describen las diferentes alternativas de abastecimiento y se propone los proyectos de ampliación en suministro y transporte con sus respectivos costos y fechas de entrada en operación; en el Capítulo 6 se presenta la aplicación del criterio de decisión de la mejor alternativa de abastecimiento para el país y finalmente en el Capítulo 7 se establece una propuesta de reglamento del plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural.

### **3.2. Declaratoria de utilidad pública e interés social para la prestación de servicios públicos**

---

<sup>23</sup> Artículo 12. *Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural*. Con el objeto de orientar las decisiones de los Agentes y del Estado en orden a asegurar la satisfacción de la demanda nacional de gas natural, la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, elaborará dentro de los seis (6) meses siguientes a la expedición de este decreto y para aprobación del Ministerio de Minas y Energía y con base en la información de que trata el artículo 9º de este decreto, un plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural por un período de diez (10) años, el cual será actualizado cuando el Ministerio de Minas y Energía así lo solicite. Este plan será elaborado en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional considerando, entre otros, el comportamiento proyectado de la demanda de gas, las reservas probadas y la infraestructura de transporte.

<sup>24</sup> Ver capítulo sobre Análisis documentos sectoriales y estudios de gas preparado por la doctora Sandra Fonseca.

Con fundamento en el mandato del artículo 58 de la Carta Constitucional<sup>25</sup>, la Ley 142, en su artículo 56, declaró de utilidad pública e interés social la ejecución de obras para prestar los servicios públicos y la adquisición de espacios suficientes para garantizar la protección de las instalaciones respectivas. Con ambos propósitos podrán expropiarse bienes inmuebles.

Teniendo en cuenta la prevalencia del interés general, presente en la prestación de los servicios públicos, se declara de utilidad pública e interés social la ejecución de las obras destinadas al suministro de tales servicios, lo que permite, además, la adquisición de bienes inmuebles por enajenación voluntaria o expropiación por parte de las entidades estatales competentes para ello.

Las personas prestadoras de tales servicios, tienen derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos, y ejercerán las mismas facultades que las leyes y demás normas pertinentes establecen para las entidades oficiales que han estado encargadas de la prestación de los mismos servicios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 28 de la mencionada Ley 142.

El referido estatuto legal, en su artículo 33, señala que, los agentes prestadores de servicios públicos, tienen los mismos derechos y prerrogativas que esta Ley u otras anteriores, confieren para el uso del espacio público, para la ocupación temporal de inmuebles, y para promover la constitución de servidumbres o la enajenación forzosa de los bienes que se requiera para la prestación del servicio; pero estarán sujetos al control de la jurisdicción en lo contencioso administrativo sobre la legalidad de sus actos, y a responsabilidad por acción u omisión en el uso de tales derechos.

En el mismo sentido, la Ley 142, en su artículo 57, establece que, cuando sea necesario para prestar los servicios públicos, las empresas podrán pasar por predios ajenos, por una vía aérea, subterránea o superficial, las líneas, cables o tuberías necesarias; ocupar temporalmente las zonas que requieran en esos predios; remover los cultivos y los obstáculos de toda clase que se encuentren en ellos; transitar, adelantar las obras y ejercer vigilancia en ellos; y, en general, realizar en ellos todas las actividades necesarias para prestar el servicio. El propietario del predio afectado tendrá derecho a indemnización de acuerdo a los términos establecidos en la [Ley 56 de 1981](#), de las incomodidades y perjuicios que ello le ocasione.

La misma norma dispone que, las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica y gas combustible, conducciones de acueducto, alcantarillado y redes telefónicas, podrán atravesar los ríos, caudales, líneas férreas, puentes, calles, caminos y cruzar acueductos, oleoductos, y otras líneas o conducciones. La empresa interesada, solicitará el permiso a la entidad pública correspondiente; si no hubiere ley expresa que indique quien debe otorgarlo, lo hará el municipio en el que se encuentra el obstáculo que se pretende atravesar.

---

<sup>25</sup> **Artículo 58. Modificado Acto Legislativo 01 de 1999, Artículo 1º.** Se garantizan la propiedad privada y los demás derechos adquiridos con arreglo a las leyes civiles, los cuales no pueden ser desconocidos ni vulnerados por leyes posteriores. Cuando de la aplicación de una ley expedida por motivos de utilidad pública o interés social, resultare en conflicto los derechos de los particulares con la necesidad por ella reconocida, el interés privado deberá ceder al interés público o social.

La propiedad es una función social que implica obligaciones. Como tal, le es inherente una función ecológica. El Estado protegerá y promoverá las formas asociativas y solidarias de propiedad.

Por motivos de utilidad pública o interés social definidos por el legislador, podrá haber expropiación mediante sentencia judicial e indemnización previa. Este se fijará consultando los intereses de la comunidad y del afectado. En los casos que determine el legislador, dicha expropiación podrá adelantarse por vía administrativa, sujeta a posterior acción contenciosa-administrativa, incluso respecto del precio.

---

### 3.3. Obligatoriedad de la gestión ambiental en la prestación de servicios públicos

La Constitución Política, en su artículo 58, establece que “la propiedad es una función social que implica obligaciones. Como tal, le es inherente una función ecológica”. Ésta última función, fue establecida en la Carta Política de 1991, e implica un límite en relación con la facultad de disposición sobre sus bienes.

Como lo ha señalado la Corte Constitucional,

“.. Lo que ocurre en este caso es que el derecho de propiedad, en el contexto primero de un Estado social y luego de un Estado constitucional, impone obligaciones al propietario. Éste tiene una facultad de disposición sobre sus bienes. No obstante, esta facultad tiene límites impuestos por la Constitución misma, límites que se orientan a que tales bienes sean aprovechados económicamente no sólo en beneficio del propietario, sino también de la sociedad de la que hace parte y a que ese provecho se logre sin ignorar el deber de preservar y restaurar los recursos naturales renovables. Ese es el sentido de la propiedad en cuanto función social y ecológica..”<sup>26</sup>

En otras palabras, las personas que explotan bienes, tienen la obligación de adoptar las medidas de manejo ambiental necesarias para prevenir, mitigar, controlar, proteger o compensar los posibles impactos que se deriven de las actividades de construcción y operación de los proyectos destinados a suministrar los servicios públicos domiciliarios, con el fin de garantizar su desarrollo sustentable, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 80 de la Constitución Política, entre otros mandatos.

Con fundamento en el postulado constitucional, la Ley 142 de 1994, en su artículo 11, consagra la función social de la propiedad en las entidades prestadoras de servicios públicos, y, establece la obligación de cumplir con su función ecológica, “ .. para lo cual, y en tanto su actividad los afecte, protegerán la diversidad e integridad del ambiente, y conservarán las áreas de especial importancia ecológica, conciliando estos objetivos con la necesidad de aumentar la cobertura y la costeabilidad de los servicios por la comunidad”. (Art. 11.5).

Además, la misma Ley 142 de 1994, en su artículo 3º., faculta a la Nación para adoptar todas las medidas necesarias para proteger los recursos naturales que se requieran para el suministro de los mismos servicios públicos. (Nums. 3.6 – 8.5.).

En virtud de los mandatos anteriores, quienes presten servicios públicos, o desarrollen actividades complementarias de éstos, deben obtener los permisos ambientales que se requieran teniendo en cuenta la naturaleza de tales actividades, y con sujeción a lo dispuesto en las normas ambientales vigentes. (Ley 142, Art. 25).

- **Instrumentos de la gestión ambiental**

La actividad ambiental se rige por la Ley 99 de 1993, principalmente. Esta ley consagra los principios, criterios, reglas, del sistema general ambiental, y determina los diversos instrumentos de gestión ambiental, orientados a lograr un desarrollo sostenible, y un aprovechamiento racional, de los recursos naturales. Así mismo, define la institucionalidad del sector ambiental en Colombia, asigna competencias y define jerarquías administrativas, en este campo.

Determina, igualmente, los diversos instrumentos de gestión para orientar y garantizar que la gestión ambiental se realice adecuadamente, dentro de los parámetros definidos por las autoridades competentes en esta materia. Entre tales instrumentos, se tienen los siguientes:

- Licencia Ambiental

---

<sup>26</sup> Corte Constitucional. Sentencia C- 740 de 2003.

- Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DAA
- Estudio de Impacto Ambiental

Los aspectos normativos aplicables a cada uno de estos instrumentos, son los siguientes:

- **Licencia Ambiental**

Conforme con lo establecido en el artículo 50 de la Ley 99 de 1993, la licencia ambiental es la autorización expedida por la autoridad ambiental, para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 49 de la Ley 99 de 1993, que señala textualmente:

“ La ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje requerirán de una licencia ambiental”.

Dicha licencia deberá obtenerse previamente al inicio de la ejecución del proyecto de que se trate.

- **Obligatoriedad de la licencia ambiental**

El artículo 52 de la referida Ley 99, asigna competencia, privativa, al Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, MAVDT, para que expida la licencia ambiental en los siguientes casos:

“1. Ejecución de obras y actividades de exploración, explotación, transporte, conducción y depósito de hidrocarburos y construcción de refinerías”.

A su vez, el Decreto 1220 de 2005, en su artículo 8º., señala las actividades, obras, proyectos, que requieren obtener la referida licencia ambiental, a saber:

“En el sector hidrocarburos:

..

c) La explotación de hidrocarburos que incluye las instalaciones propias de la actividad y obras complementarias incluidas el transporte interno del campo por ductos y su almacenamiento interno, las vías y demás infraestructura asociada”.

Por consiguiente, cualquier proyecto que se realice con el fin de desarrollar actividades de exploración, explotación, transporte, conducción y depósitos de hidrocarburos, incluidos sus derivados, debe obtener, previamente a su iniciación, que causan impactos ambientales, se debe obtener una licencia.

- **Trámite de la licencia ambiental**

El interesado en obtener una licencia ambiental debe surtir los siguientes trámites:

- Diagnóstico Ambiental de Alternativas - DDA

Este requisito se establece en el artículo 56 de la Ley 99 de 1993, y, debe cumplirse previamente a la solicitud de la licencia misma. Según esta disposición, en los proyectos que requieran licencia ambiental, el interesado deberá solicitar en la etapa de factibilidad a la autoridad ambiental competente, que ésta se pronuncie sobre la necesidad de presentar o no un diagnóstico ambiental de alternativas. Con base en la información suministrada, la autoridad ambiental decidirá sobre la necesidad o no del mismo y definirá sus términos de referencia en un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles.

Si se requiere su presentación, este diagnóstico debe contener información sobre la localización y características del entorno geográfico, ambiental y social de las alternativas del proyecto de que se trate, además de un análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes al mismo, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

Con base en el diagnóstico ambiental de alternativas que se presentare, la autoridad ambiental escogerá, la alternativa o las alternativas sobre las cuales deberá elaborarse el correspondiente estudio de impacto ambiental antes de otorgarse la licencia ambiental solicitada.

- Estudio de impacto ambiental - EIA

El solicitante de una licencia ambiental debe presentar, igualmente, ante la autoridad ambiental competente, el estudio de impacto ambiental, el cual debe contener la información sobre la localización del proyecto y los elementos abióticos, bióticos y socioeconómicos del medio que puedan sufrir deterioro por la respectiva obra o actividad, para cuya ejecución se pide la licencia, y la evaluación de los impactos que puedan producirse. Además, incluirá el diseño de los planes de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos y el plan de manejo ambiental de la obra o actividad.

El Estudio de Impacto Ambiental debe identificar y valorar, los posibles impactos ambientales del desarrollo de un proyecto específico, sus alcances, así como las medidas de prevención o mitigación que se consideren necesarias para compensar o corregir los efectos dañinos que pudieren causarse en razón de la actividad que se desarrollará.

- Solicitud de la licencia

El interesado, una vez realizado el Diagnóstico de Alternativas, presentará, ante el MAVDT, la solicitud de la licencia ambiental, en la cual debe presentar una descripción del proyecto, la determinación del sitio de ubicación, especificaciones técnicas, y costo estimado de inversión y operación. También, con base en el DAA, hará una descripción de las características ambientales del sitio y su entorno, teniendo en cuenta los aspectos físicos, bióticos y sociales; señalará los recursos naturales que deben ser utilizados, aprovechados o afectados durante la ejecución y operación del proyecto.

---

Cada uno de los aspectos desarrollados en dicha solicitud, deberá estar sustentado, para lo cual se aportarán los documentos que sirven como soporte de la solicitud presentada.

- Decisión del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial

El MAVDT, a través de la dependencia competente, y previa evaluación del estudio de impacto ambiental ó plan de manejo, expedirá el acto administrativo mediante el cual se otorga o se niega la licencia solicitada, dentro de un plazo de cuatro (4) meses.

### **3.4. Permisos de orden municipal**

Además de las exigencias anteriores, las personas prestadoras de servicios públicos deben sujetarse a las normas expedidas por las autoridades municipales competentes en el área geográfica donde se ubique el proyecto, en materias relacionadas con la planeación urbana, la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas; y las autoridades pueden exigirles garantías adecuadas a los riesgos que creen, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 26 de la multicitada Ley 142. Tales normas deben aplicarse teniendo en cuenta la zona específica en la que se desarrollará el proyecto de que se trate. No obstante lo anterior, los municipios están obligados a permitir la instalación permanente de redes destinadas a las actividades de empresas de servicios públicos, o a la provisión de los mismos bienes y servicios que estas proporcionan, en la parte subterránea de las vías, puentes, ejidos, andenes y otros bienes de uso público. Las empresas serán, en todo caso, responsables por todos los daños y perjuicios que causen por la deficiente construcción u operación de sus redes.

Las autoridades municipales en ningún caso podrán negar o condicionar a las empresas de servicios públicos las licencias o permisos para cuya expedición fueren competentes conforme a la ley, por razones que hayan debido ser consideradas por otras autoridades competentes para el otorgamiento de permisos, licencias o concesiones, ni para favorecer monopolios o limitar la competencia.

- **Planes de Ordenamiento Territorial – POT**

En relación con los usos del suelo de la respectiva jurisdicción, los municipios están obligados a adoptar un Plan de Ordenamiento Territorial, POT, con sujeción a lo dispuesto en la Ley 388 de 1997, y sus normas modificatorias y reglamentarias.

El artículo 5º., de la mencionada Ley 388, define el ordenamiento territorial municipal en los siguientes términos:

“...un conjunto de acciones político-administrativas y de planificación física concertadas, emprendidas por los municipios o distritos y áreas metropolitanas, en ejercicio de la función pública que les compete, dentro de los límites fijados por la Constitución y las leyes, en orden a disponer de instrumentos eficientes para orientar el desarrollo del territorio bajo su jurisdicción y regular la utilización, transformación y ocupación del espacio, de acuerdo con las estrategias de desarrollo socioeconómico y en armonía con el medio ambiente y las tradiciones históricas y culturales”.

A su vez, el mismo estatuto, en su artículo 11, determina los componentes generales de los planes de ordenamiento territorial, los cuales estarán constituidos por “ los objetivos, estrategias y contenidos estructurales de largo plazo”; el componente urbano “por las políticas, acciones, programas y normas para encauzar y administrar el desarrollo físico urbano; y el componente rural “por las políticas, acciones, programas y normas para orientar y garantizar la adecuada interacción entre los asentamientos rurales y la cabecera municipal”.

En tales planes de ordenamiento territorial se definen las políticas y estrategias sobre el uso y ocupación del suelo municipal, la localización de infraestructura vial, de servicios públicos,

de transporte público, así como la delimitación de áreas para la protección y conservación de los recursos naturales, los tratamientos y actuaciones urbanísticas, las estrategias para los programas de vivienda de interés social, las estrategias de crecimiento y reordenamiento de la ciudad, las características de las unidades de actuación urbanística, las directrices para la formulación de planes parciales, la expedición de normas urbanísticas y los procedimientos e instrumentos de gestión urbana, de conformidad con lo señalado en el artículo 15 del estatuto legal en comento.

Por consiguiente, el Plan de Ordenamiento Territorial es un instrumento que establece los términos y condiciones requeridos para el uso del suelo municipal, en especial, en lo que atañe al desarrollo de un proyecto relacionado con la prestación de servicios públicos domiciliarios, como en el caso presente. Su aplicación es de carácter obligatorio, y sus exigencias deben ser atendidas en la forma prevista por las autoridades locales o municipales. Corresponderá, en cada caso, frente a un proyecto específico, el análisis previo de tales requerimientos, así como las condiciones para su cumplimiento, con miras a determinar su viabilidad.

## **RESUMEN DEL MARCO REGULATORIO PARA TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y ANALISIS DE LOS CAMBIOS PROPUESTOS PARA EL PROXIMO PERIODO TARIFARIO**

### **1.1. MARCO REGULATORIO VIGENTE**

El transporte está definido como la actividad de transporte de gas por un gasoducto principal o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en que se conecte a una red secundaria. Este servicio público es prestado por el Transportador, definido como una persona cuya actividad es el transporte de gas combustible por tuberías, desde el punto de ingreso al sistema de transporte hasta el punto de recepción o de entrega.

El transporte de gas natural es independiente de las actividades de producción, comercialización y distribución del mismo gas. En consecuencia, los contratos de transporte y las tarifas, cargos o precios asociados, se suscribirán independientemente de las condiciones de compra o distribución y de su valoración.

El transporte de gas inicia su regulación a través de la Resolución CREG 57 de 1996. Antes de la vigencia de la Ley 142 de 1994 la actividad de transporte de gas natural se remuneraba con base en los criterios establecidos en los artículos 56 y 57 del Código de Petróleos

En enero del año 2000, se aprobó la resolución CREG 001 que definió la metodología general de transporte de gas para el presente periodo tarifario que llevó a la aprobación de la Resolución CREG 125 de 2003.

La metodología comprende decisiones adicionales que la ajustan o complementan, a través de las resoluciones CREG 085 de 2000, CREG 07, CREG 08 y CREG 073 de 2001, CREG 016 de 2002 y CREG 027 de 2006.

El periodo inicial fue desde el año 2003 al año 2007, pero siguen rigiendo hasta tanto no se aprueben las tarifas del próximo periodo tarifario.

Este resumen incluye lo vigente hasta julio del año 2010, sin considerar, que la CREG aprobó en Agosto la Resolución CREG 126 de 2010, que define el nuevo periodo tarifario, y cuyo análisis en el tema de confiabilidad se incluye en el análisis regulatorio de las propuestas de esta consultoría.

## 1.2. MODELO TARIFARIO VIGENTE

A continuación se describe el esquema tarifario vigente en sus diferentes componentes.

### 1.2.1. ESQUEMA GENERAL

La metodología fija unos cargos máximos regulados aplicables a la contratación en firme, aprobados para cada sistema de transporte, que considera principalmente cargos por segmentos de Gasoductos para conformar tarifas principalmente por distancia, aunque mantiene alguna proporción de remuneración a través de recuperación de ingresos por estampilla, parcialmente de inversiones y AOM de gasoductos principales y totalmente de gasoductos ramales. Cada usuario o remitente debe asumir los cargos de cada uno de los tramos que utilice.

Los cargos máximo regulados, reflejan un costo medio de mediano plazo. calculado como el cociente entre el valor presente de las inversiones y gastos de AOM, y el valor presente de las demandas. El costo medio remunera la inversión existente, un Programa de Nuevas Inversiones para el respectivo período tarifario y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento –AOM- eficientes y las proyecciones de demanda y gastos de AOM para 20 años.

Los cargos regulados son un passthrough para la demanda regulada, y la contratación se puede negociar de acuerdo a las parejas de cargos entre componente variable y fija para siete (7) parejas pre-establecidas:

Cargos	Parejas de Cargos (%)						
	Fijo	0	20	40	50	60	80
Variable	100	80	60	50	80	20	0

La asignación de la capacidad se hace de acuerdo a las solicitudes, y si existe una mayor demanda que la disponibilidad se deben realizar subastas de asignación, con un diseño que debe preaprobar la CREG.

La Metodología permite que los Agentes elijan alguna de las siguientes opciones para determinar los cargos fijos y variables que remuneran inversión:

- Determinación de cargos por mutuo acuerdo entre las partes de conformidad con las parejas de cargos aprobados.

- Determinación de cargos regulados utilizando el Procedimiento de Aproximación Ordinal. Este procedimiento permite que los Agentes que no se pongan de acuerdo en un cargo, puedan llegar a una pareja y se fijen los cargos utilizando un método establecido por el regulador que lleva a la pareja central desde dos parejas extremas propuestas por cada parte.
- Determinación libre de cargos de transporte. Esta opción aplica para Usuarios No Regulados y para Comercializadores que requieran servicio de transporte para atender el mercado de Usuarios No Regulados.

La Metodología corresponde a un esquema de Transportador por contrato donde se destaca el contrato de Capacidad Firme. Así, para una capacidad en firme contratada el Remitente debe asumir los siguientes costos por concepto de transporte: i) el valor de cargo fijo anual que remunera inversión multiplicado por la capacidad contratada; ii) el valor del cargo fijo anual que remunera los gastos de AOM multiplicado por la capacidad contratada y; iii) el valor del cargo variable multiplicado por el volumen transportado. El Remitente siempre tiene derecho a utilizar toda la capacidad contratada independientemente de la pareja de cargos fijos y variables que aplique.

Igualmente, es importante anotar la expansión esta a cargo de los transportadores y se financia a través de contratación.

En la metodología actual, entonces se considera la inversión existente y las demandas y gastos de AOM eficientes de un año en particular o año base, típicamente el año anterior al cálculo tarifario, y se definen las tarifas incluyendo las inversiones para el periodo tarifarios de cinco (5) años, incluyendo proyección de gastos de AOM y demanda para veinte (20) años, partiendo del año base. Así para la tarifa de este periodo, considerar el valor anualizado de la inversión y de los gastos AOM.

La Metodología establece que el período tarifario de cinco (5) años se contabiliza para cada Transportador a partir de la entrada en vigencia de sus respectivos cargos. Esto implica que una nueva metodología no se pueda aplicar simultáneamente para todos los Transportadores.

Lo anterior puede crear asimetrías de periodos de tiempo de aplicación de tarifas entre los cargos de aquellos Transportadores que les apliquen la nueva metodología y aquellos que deban esperar al vencimiento de su período tarifario.

En la propuesta tarifaria del próximo periodo, se propone la adopción de un esquema en el cual se pueda llegar a aplicar la metodología tarifaria en la misma época para todos los Transportadores, de tal forma que el periodo esté relacionado con la metodología general y no con la aprobación de la tarifa particular de un transportador.

### **1.2.2. PRINCIPIO DE REMUNERACIÓN DE ACTIVOS**

La base de activos a remunerar, considera las inversiones reconocidas en las revisiones tarifarias anteriores, y las inversiones reconocidas para ejecutar dentro del plan de nuevas inversiones en el periodo tarifario para el cual se aprueban.

La inversión existente se divide en inversión reconocida en la anterior revisión tarifaria e inversión adicional ejecutada durante el período tarifario. De acuerdo con lo establecido en la Metodología la inversión reconocida en el anterior período tarifario no se disputa siempre y

cuando haya sido ejecutada. La inversión adicional se evalúa desde el punto de vista de costos y de utilización del activo. El Programa de Nuevas Inversiones también se evalúa en términos de costos y utilización

La inversión existente mantiene su valor y la inversión nueva se valora a precios de reposición a nuevo, anualizando su valor en un periodo de recuperación asociado con la vida útil normativa y a una tasa de descuento (WACC).

La Metodología contempla entonces un esquema de cargos fijos y variables máximos, expresados en dólares americanos (USD), para remunerar la inversión. Estos cargos están dados en parejas de cargos donde una porción de la inversión se remunera a través de un cargo fijo y la inversión restante se remunera a través de un cargo variable, como se describió anteriormente.

En el nuevo periodo tarifario se propuso, a través de la Resolución CREG 157 de 2008, la adopción de la metodología de WACC para calcular una tasa de descuento aplicable a la actividad de transporte de gas. Se considera la diferencia en riesgo por remuneración a través de cargos fijos y remuneración por cargos variables. Así, se adoptaría una tasa de costo de capital remunerado por servicios de capacidad y una tasa de costo de capital remunerado por servicios de volumen para la actividad de transporte de gas en el país.

Se aplica una eficiencia en costos de inversión, y una eficiencia en uso, asociada con la demanda proyectada en relación con la capacidad del gasoducto, para evitar sobreinversiones e ineficiencias al usuario.

Se define un Factor de Utilización Normativo, es del 0.5 para gasoductos troncales y de 0.4 para gasoductos regionales. El Factor de Utilización se calcula como el cociente entre el valor presente de la proyección de demanda de volumen y el valor presente de la proyección de capacidad máxima del gasoducto.

La implicación de dichos factores normativos para el Transportador es que si la demanda proyectada conlleva un Factor de Utilización inferior al Normativo, esta demanda se ajusta hacia arriba hasta alcanzarlo, de tal forma que los cargos obtenidos se basan en esa demanda ajustada y no en la esperada. Es decir, el riesgo de demanda por debajo del Factor de Utilización Normativo es por cuenta del Transportador.

### **1.2.3. DEMANDA**

La Metodología vigente prevé lo siguiente con respecto a la proyección de las demandas:

- El Transportador presenta a la Comisión de tres (3) a cinco (5) escenarios de demanda esperada de volumen y demanda esperada de capacidad para el Horizonte de Proyección, con sus respectivas probabilidades de ocurrencia
- La Comisión elabora un escenario de proyección de demanda esperada de volumen y capacidad, a partir de las proyecciones de demanda de gas elaboradas por la UPME para sectores de consumo diferentes al sector termoeléctrico y la proyección de demanda de gas más probable para el sector termoeléctrico, elaborada por XM.
- Al escenario elaborado por la Comisión se le asigna una probabilidad de ocurrencia del 20% y se considera junto con los escenarios propuestos por los transportadores.

Así, con esta ponderación, se tiene una referencia de mercado a través del escenario que incluye la información de demandas reportada por los Transportadores. El riesgo de

---

proyección de demanda queda principalmente (80%) en cabeza del respectivo Transportador y el 20% es una referencia del mercado.

#### **1.2.4. PRINCIPIOS DE REMUNERACIÓN DE AO&M**

La Metodología establece un cargo fijo, expresado en pesos, para remunerar los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Este cargo se aprueba para cada uno de los tramos de gasoductos en que se divida, para efectos regulatorios, el respectivo Sistema de Transporte.

Así, los gastos eficientes de AOM se evalúan con un modelo de frontera de eficiencia (Data Envelopment Analysis – DEA). Esta metodología se adoptó para evaluar la eficiencia en los gastos de AOM a partir de una herramienta objetiva y ampliamente utilizada en diferentes industrias. En la Comisión esta herramienta ha sido utilizada y desarrollada en varias actividades reguladas, aunque recientemente se ha flexibilizado respecto a su aplicación.

#### **1.2.5. EXPANSIÓN**

La Metodología vigente prevé los siguientes mecanismos para remunerar expansiones:

- i) Para la Expansión incluida en el Programa de Nuevas Inversiones: En este caso el regulador revisa y ajusta la inversión, de ser necesario, de conformidad con la Demanda Esperada de Volumen, la Demanda Esperada de Capacidad y demás criterios para establecer la Inversión Base. También se consideran elementos de seguridad y continuidad en el suministro (ej. variantes por inestabilidad geológica).
- ii) Para las Expansiones no previstas en el Programa de Nuevas Inversiones: La Metodología estipula que el Transportador puede optar por las siguientes alternativas: a) aplicar los cargos regulados vigentes para el gasoducto o grupo de gasoductos de los cuales se derive la inversión; esta alternativa cubre el riesgo para aquellos casos en los cuales el costo marginal –CMg- de la inversión es menor o igual al costo medio –CM- aprobado por el regulador para el respectivo tramo de gasoducto; b) solicitar cargos regulados independientes para remunerar la respectiva inversión; esta alternativa correspondería a aquellos casos en los cuales el CMg supera el CM aprobado por el regulador para el respectivo tramo de gasoducto.

La Metodología establece que los costos de estas inversiones se evalúan con criterios de eficiencia, por comparación u otros de que disponga la CREG. En tal sentido, la Comisión ha utilizado métodos de comparación a partir de información nacional e internacional disponible.

Este mecanismo de evaluación tiene el riesgo de asimetría en la información, especialmente en aquellos gasoductos que presentan circunstancias muy particulares. Por lo anterior, y para evitar duplicidades, se propone estudiar realizar expansiones del SNT con un mecanismo competitivo.

#### **1.2.6. TARIFAS REGULADAS Y NO REGULADAS**

La CREG regula las tarifas para usuarios regulados y para usuarios no regulados que quieran acogerse a dicha regulación.

Sin embargo permite que se pacten contractualmente tarifas diferentes si se acuerda de esta manera entre las partes.

Igualmente se permite que se cobren tarifas no reguladas para los componentes interrumpibles, para los consumos contratados por volumen, o las demandas no contratadas pero demandadas que superan la capacidad máxima contratada.

Se pueden obtener ingresos por concepto de parqueo, con tarifas no reguladas.

Igualmente, pueden generarse ingresos por conceptos de demandas de volúmenes no consideradas en las tarifas, por conexiones contratadas especialmente, o por servicios no regulados.

### **1.3.METODOLOGÍA PROPUESTA**

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 127 de la Ley 142 de 1994 y el Decreto 2696 de 2004, antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente.

Conforme a lo anterior, la CREG inició una actuación administrativa para fijar la próxima remuneración de transporte de gas e inició un proceso de consulta para fijar la metodología del próximo periodo tarifario. Inicialmente aprobó la Resolución CREG 087 de 2007 y posteriormente después de recibir comentarios aprobó la resolución de consulta CREG 022 de 2009, con una nueva propuesta a la cual también fijo un periodo para recibir comentarios.

Actualmente, está previsto que emita una nueva resolución para aprobar definitivamente la metodología general, sobre al cual se fijen las tarifas para el próximo periodo tarifario.

#### **1.3.1. PROPUESTA VIGENTE**

De acuerdo a al CREG, la propuesta para la nueva metodología establece que se mantendrán los criterios generales vigentes y se plantean solo modificaciones en los siguientes temas:

- Un nuevo esquema para desarrollar la expansión.
- Nuevo esquema para gastos AOM
- Una propuesta para definir la metodología del WACC
- Regulación explícita para el parqueo, el empaquetamiento y el contraflujo
- Inclusión de un factor de productividad.
- Estándares de calidad del servicio
- Regulación para desarrollar infraestructura de plantas de Regasificación.

#### **1.3.2. WACC**

Basada en un estudio tendiente a establecer los puntos adicionales que debería tener la tasa de costos de capital que remunera los cargos variables, respecto a la tasa que remunera

---

los cargos fijos. Se definió un delta de 2.68%, que se distribuyeron considerando una aplicación de una pareja de cargos entre fijos y variables de 50%- 50%.

Se aprobó una consulta que define:

- Oportunidad del Cálculo. El costo de capital se calculará con los datos y parámetros disponibles al momento de aprobar la resolución definitiva que apruebe la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas natural para el próximo periodo tarifario y su resultado deberá incluirse en dicha resolución.

Dado que existe un periodo de tiempo entre la aprobación de la metodología general de remuneración y la aprobación definitiva de las tarifas particulares que se aprobarán para cada empresa, el riesgo de variación de datos y parámetros del cálculo del WACC, es del transportador.

- Tasa de Descuento para Cargos Fijos. La tasa de descuento para calcular los Cargos Fijos que remuneran la actividad de transporte de gas, en el siguiente período tarifario, será la que se obtenga de restarle 1.34 puntos porcentuales a la tasa de costo de capital definida.
- Tasa de Descuento para Cargos Variables. La tasa de descuento para calcular los Cargos Variables que remuneran la actividad de transporte de gas, en el siguiente período tarifario, será la que se obtenga de sumarle 1.34 puntos porcentuales a la tasa de costo de capital definida.

### 1.3.3. DEMANDA

La propuesta de metodología considera:

- Continuar con el mecanismo de proyecciones de demanda con un horizonte de Proyección a 20 años.
- Considerar un único escenario de demanda, por tramo de gasoducto, reportado por el Transportador debidamente soportado con criterios técnicos objetivos y con estudios de demanda que consideren los principales supuestos de las proyecciones de demanda de la UPME para el sector no termoeléctrico y el CND para el sector termoeléctrico
- La opción de realizar un mecanismo de consulta que permita evaluar las proyecciones de demanda reportadas por cada Transportador. Este mecanismo podría ser a través de pruebas decretadas por la CREG dentro del proceso de aprobación tarifario.
- Los mecanismos apropiados para que el Transportador ajuste las proyecciones de demanda, según las observaciones recibidas durante el proceso de consulta.

### 1.3.4. GASTOS DE AOM

Aunque los criterios económicos de las tarifas exigen que se aplique un criterio de eficiencia, la CREG ha propuesto que para los gastos AOM, se flexibilice la exigencia regulatoria de este periodo tarifario, promediando los gastos AOM eficientes de los últimos cinco (5) años, con los gastos reales de este mismo periodo, para fijar un valor de referencia para cada tramo de gasoducto, para el próximo periodo tarifario.

Los cargos de AOM serán entonces la suma de un cargo que se establece a partir del AOM de referencia y de la demanda de capacidad anual promedio del anterior período tarifario hasta la entrada en vigencia de la nueva metodología más un cargo que se establece a partir de la proyección de demanda de capacidad durante el Horizonte de Proyección, para los gastos separados.

Cada proyecto de inversión nueva debe reportar sus gastos de AOM, para cada año del Horizonte de Proyección. La CREG evaluará la eficiencia de estos gastos con la mejor información disponible.

Los gastos separados son los del Boletín Electrónico de Operaciones -BEO-, inspección con raspador inteligente (una sola vez), impuestos diferentes al impuesto de renta, y Gastos de AOM por concepto de compración asociada al Sistema de Transporte. Así, como los Gastos por concepto del 11.5% del valor catastral de terrenos e inmuebles.

### **1.3.5. PROPUESTA EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE**

La propuesta contenida en la Resolución CREG - 028 de 2008 define un mecanismo competitivo para la expansión, según el cual, en caso de que un Transportador reciba una solicitud de ampliación de capacidad de transporte y decida no llevarla a cabo, se realizará una convocatoria pública para invitar a otros posibles interesados en realizarla.

Esta alternativa no fue muy bien acogida por los agentes para el caso de los sistemas existentes. Por ello, en el Documento CREG - 017 de marzo de 2009, se consideró que el mecanismo de competencia para la expansión debería limitarse al caso de nuevos proyectos, definiendo un procedimiento general para tal efecto que fue incorporado en la Resolución CREG - 022 de 2009.

---