
FASE I-A DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS

Informe Preliminar

Preparado para:

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG)

en el marco del Convenio ANH-FEN No 01/07 de 2007

Preparado por:

Consorcio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS

Mayo 2010

INDICE

FASE I-A DIAGNÓSTICO Y ANÁLISIS	1
1. INTRODUCCIÓN.....	4
1.1. LOS CONCEPTOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO, CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD	4
1.2. OBJETO Y ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO	7
2. RÉGIMEN NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA. ALCANCE DE LA OBLIGACIÓN DEL COMERCIALIZADOR-DISTRIBUIDOR DE ASEGURAR LA CONFIABILIDAD Y LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO.....	8
2.1. RÉGIMEN NORMATIVO GENERAL.....	8
2.1.1 FUNDAMENTOS CONSTITUCIONALES	8
2.1.2 REGULACIÓN DE LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL.....	9
2.1.3 LOS SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS	10
2.1.4 RÉGIMEN LEGAL DEL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE Y ACTIVIDADES COMPLEMENTARIAS.....	11
2.1.5 RÉGIMEN DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL.....	13
2.2. LA CONFIABILIDAD Y LA CONTINUIDAD EN EL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS COMBUSTIBLE	17
2.2.1 ALCANCE DE LA OBLIGACIÓN LEGAL DE CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD DE LAS PRESTACIONES	17
2.2.2 NORMAS RECIENTES TENDIENTES A ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LAS PRESTACIONES.....	25
2.3. MARCO NORMATIVO GENERAL PARA DESARROLLAR PROYECTOS QUE APORTEN CONFIABILIDAD AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	35
2.3.1 PLAN DE ABASTECIMIENTO PARA EL SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	35
2.3.2 DECLARATORIA DE UTILIDAD PÚBLICA E INTERÉS SOCIAL PARA LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS	36
2.3.3 OBLIGATORIEDAD DE LA GESTIÓN AMBIENTAL EN LA PRESTACIÓN DE SERVICIOS PÚBLICOS	38
2.3.4 PERMISOS DE ORDEN MUNICIPAL	40
3. REVISIÓN DE RESULTADOS SOBRE CONFIABILIDAD EN ESTUDIOS ANTERIORES..	42
3.1. “EVALUACIÓN DE RIESGOS DE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO”, ARTHUR D. LITTLE INC (2008)	42
3.1.1 RIESGOS	43
3.1.2 INFORMACIÓN	45
3.1.2 CONCLUSIONES	48

3.2.	“COSTOS DE RACIONAMIENTO DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL”, UPME-UNIS (2004)	49
3.2.1	METODOLOGÍA	49
3.2.2	RESIDENCIAL.....	51
3.2.3	INDUSTRIA Y COMERCIO.....	52
3.2.4	GENERACIÓN ELÉCTRICA	53
3.2.5	GAS NATURAL VEHICULAR (GNV).....	54
3.2.6	RIESGOS DE RACIONAMIENTO	54
3.2.7	CURVAS DE RACIONAMIENTO.....	55
3.2.8	RESULTADOS	56
3.3.	“PLAN DE ABASTECIMIENTO DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL”, UPME (2009)	56
3.3.1	DEMANDA	58
3.3.2	OFERTA.....	58
3.3.3	SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE.....	59
3.3.4	ABASTECIMIENTO DE GAS	59
3.3.5	BALANCE.....	60
3.3.6	DISPONIBILIDAD DE GAS RESPECTO A LA CONTRATACIÓN.....	61
3.3.7	ALTERNATIVAS.....	62
3.3.8	RESULTADOS	65
3.3.9	CONCLUSIONES ADICIONALES	65
3.3.10	REGULACIÓN PROPUESTA PARA CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.....	66
3.3.11	COMENTARIOS	67
4.	IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS DE RESTRICCIÓN DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL	68
4.1.	SITUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL	68
4.1.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA	68
	B) PROBLEMÁTICA COLOMBIANA QUE AFECTA LA CONFIABILIDAD. CAUSAS. 69	
	C) RELACIÓN DEL SISTEMA DE GAS NATURAL CON EL SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	71
	F) MERCADOS RELEVANTES.....	77
4.1.2.	SITUACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES AL SERVICIO EN LOS MERCADOS RELEVANTES.....	77
4.2.	IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE RESTRICCIÓN Y PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	85
4.2.1.	SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	85
4.2.2.	CONFIABILIDAD	88
4.2.3.	CONTINUIDAD DEL SERVICIO.....	100

4.3. VALORACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LAS RESTRICCIONES EN LA ACTIVIDAD ECONÓMICA AGREGADA	102
4.3.1. FUENTES DE INFORMACIÓN DISPONIBLE.....	103
4.3.2. METODOLOGÍA DE VALORACIÓN.....	104
4.3.3. RESULTADOS	104

1. INTRODUCCIÓN

El Consorcio ITANSUCA - FREYRE & ASOCIADOS (en adelante “el Consultor”) celebró un contrato de consultoría con la Financiera Energética Nacional S.A. (FEN), en el marco del Convenio ANH-FEN 1/2007, con el objeto de determinar y valorar económicamente las 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 (en adelante “el Contrato de Consultoría”).

La contratación referida apunta a satisfacer el mandato previsto en el Art. 136 de la Ley 142 de 1994, que establece como obligación principal de las empresas en los contratos de servicios públicos “*la prestación continua de un servicio de buena calidad*”, así como las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 que incluyen -dentro de los principios que orientan la política de abastecimiento energético- el fortalecimiento de la seguridad energética, delegando en la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) “*el diseño e implementación de un mecanismo regulatorio que promueva la inversión en facilidades de suministro y/o transporte de gas para períodos de contingencia*”.

El Consultor ha desarrollado los trabajos previstos para la Fase I del Contrato de Consultoría, que consiste en un “Diagnóstico y Definición de Alternativas”. En consecuencia, en cumplimiento de la Cláusula Cuarta del Contrato de Consultoría, se presenta una versión preliminar (sujeta a revisión por parte del Contratante) de los Informes correspondientes a la Fase I-A “Diagnóstico y Análisis” y a la Fase I-B “Definición de Alternativas y Metodología de Remuneración”.

1.1. LOS CONCEPTOS DE SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO, CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD

En ocasión de las reuniones mantenidas en Bogotá a mediados de abril de 2010 con los representantes del Ministerio de Minas y Energía (MME), de la CREG y de un número importante de Agentes que actúan en el mercado de gas natural de Colombia¹, el Consultor identificó la necesidad de definir los conceptos de “confiabilidad y continuidad de la prestación del servicio” y de establecer una distinción con el concepto estrechamente vinculado de “seguridad de abastecimiento”, a fin de acotar el objeto y alcance del presente estudio, y de tal modo asegurar la eficacia de la contratación.

¹ Se considera “Agentes” a las personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son Agentes los Productores-Comercializadores, los Comercializadores, los Distribuidores, los Transportadores, los Usuarios No Regulados y los Almacenadores Independientes de gas natural (Decreto 2687 de 2008).

Los tres conceptos mencionados constituyen caracteres esenciales de la provisión de gas natural, que deben coordinarse para que se cumpla el objetivo definido por la Corte Constitucional: “...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 igualdad de las condiciones materiales de existencia de las personas” (Sentencia C-636 de 2000).

No obstante, la distinción conceptual resulta necesaria al momento de determinar las soluciones técnicas, económicas y regulatorias que permitirán viabilizar la provisión de un suministro seguro, continuo y confiable. En este sentido, las interrupciones al servicio pueden atribuirse básicamente a tres tipos de riesgos, que pueden presentarse tanto en el sistema de abastecimiento de gas como en el sistema de transporte:

- a) La oferta insuficiente de gas natural o de capacidad de transporte que origina interrupciones o restricciones de largo plazo (semanas o meses), afecta la **seguridad de abastecimiento**.
- b) Las salidas temporarias de operación de la infraestructura de producción o de transporte, o bien una demanda diaria excepcionalmente alta, que originan interrupciones o restricciones de corto plazo (días u horas), representan fallas en la **confiabilidad** del servicio.
- c) Las señales regulatorias inadecuadas o una deficiente gestión de los contratos de gas y de transporte por parte de los Agentes pueden repercutir negativamente en la **continuidad** de las prestaciones.

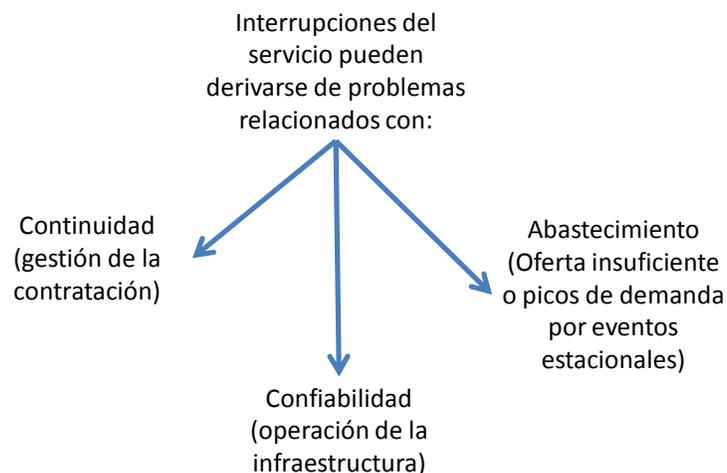


Fig. 1 - Abastecimiento, Confiabilidad, Continuidad. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados

A los efectos de este estudio, llamamos ‘confiabilidad’ al complemento de la probabilidad de ocurrencia de interrupciones de corto plazo (algunas horas o unos pocos días) en el abastecimiento de clientes con contratos firmes de transporte y producción con respaldo físico.

A su vez, llamamos ‘seguridad de abastecimiento’ a la capacidad del sistema de proveer respaldo físico de corto, mediano y largo plazo de producción y transporte para la demanda firme. Este último aspecto ha sido motivo del estudio “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural” (UPME 2009) resumido en la Sección 3.3.

En los últimos años ha habido cierta confusión entre estos conceptos debido a que los mismos se han superpuesto con motivo del significativo aumento de la demanda de gas natural para generación térmica asociada con los efectos del fenómeno de “El Niño” sobre la generación hidráulica. Este aspecto es una característica particular del sistema de gas natural de Colombia y requerirá soluciones en las que la combinación óptima de tipo de infraestructura y decisiones regulatorias será diferente a la de otros países con sistemas desarrollados de gas natural.

En la Sección 4 del presente informe se profundizará el análisis de los riesgos de restricción del servicio, sus causas, su probabilidad de ocurrencia y su impacto en la actividad económica. En esta sección nos limitamos a introducir una distinción conceptual, a efectos de alertar sobre lo siguiente: (i) cada uno de los grandes grupos de causas de interrupción o restricción requiere soluciones distintas, por lo que un diagnóstico correcto de tales causas es esencial para determinar los instrumentos viables desde el punto de vista técnico, económico y regulatorio que permitirán solucionar el problema; (ii) los tres conceptos se presentan estrechamente ligados y las soluciones que se adopten para mitigar o resolver los problemas verificados en uno de los ámbitos (por ejemplo, importación de GNL para asegurar el abastecimiento de gas) estarán condicionadas y a su vez repercutirán en los demás aspectos (por ejemplo, determinación de la infraestructura óptima de confiabilidad).

A los efectos de este estudio, cabe destacar que la eficacia de las alternativas técnicas y económicas que se definan en materia de confiabilidad (operación de la infraestructura) de los servicios de distribución al mercado regulado depende de que, a su vez, estén cubiertos los aspectos de seguridad de abastecimiento y continuidad del suministro, es decir, que existan contratos de gas y transporte en firme suficientes para abastecer la demanda regulada y que tales contratos se encuentren respaldados físicamente.

Finalmente, a fin de determinar las soluciones óptimas de confiabilidad, resulta necesario establecer la performance que se espera de la infraestructura. La recomendación de incluir en el marco regulatorio una definición del criterio de confiabilidad para el sector regulado, que pueda ser contemplado dentro de las inversiones del Distribuidor en ocasión de la revisión tarifaria, ya fue realizada por Arthur D. Little en el estudio que se analiza en la Sección 3.1 de este informe.² Además, tal definición está prevista en el Art. 14 del Decreto 2687 de 2008: “La

² Como criterio de confiabilidad Arthur D. Little (2008) propone, por ejemplo, incluir aquellas inversiones en activos que permitan atender el suministro del mercado regulado de ciudades de más de 1.000.000 de usuarios por un

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”.

1.2. OBJETO Y ALCANCE DEL PRESENTE ESTUDIO

Conforme a lo anticipado, de acuerdo con los términos de referencia incorporados al Contrato de Consultoría, el objeto del presente estudio es: “determinar y valorar económicamente las 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”.

De este modo, el alcance del estudio se limita a la identificación y recomendación de soluciones viables desde el punto de vista técnico y económico para mitigar o resolver las interrupciones o restricciones de corto plazo que afectan la provisión del servicio público domiciliario de gas a los usuarios regulados (confiabilidad).

Así mismo, para la implementación de estas soluciones se requiere el análisis de los mecanismos regulatorios que permitirán remunerar las inversiones necesarias para garantizar la confiabilidad del sistema. La inclusión de tales mecanismos en la fórmula tarifaria implica la revisión de las regulaciones referidas a los contratos de gas y transporte, y de las señales emitidas por estas regulaciones respecto de la gestión de la contratación (continuidad).

Así resulta también de la Cláusula Primera del Contrato de Consultoría, conforme a la cual los estudios se realizarán teniendo en cuenta:

“i) la ocurrencia de eventos de fuerza mayor o restricciones insalvables en la oferta de gas natural originadas en mantenimientos programados de la infraestructura de gran envergadura o los no programados en las actividades de suministro y transporte (sólo para el sector regulado de los mercados relevantes); y

“ii) la necesidad de complementar los contratos suscritos de carácter interrumpible en los casos en que agotados los mecanismos de compra de gas establecidos regulatoriamente, el Distribuidor-Comercializador no asegure la continuidad para la prestación del servicio del sector regulado en su mercado”.

El presente estudio no incluye el análisis de la situación de oferta y demanda de gas, y de las expansiones de transporte que se requerirán a largo plazo para garantizar la seguridad de abastecimiento. No obstante, conforme a lo señalado en la sección precedente, las

período de 3 días. Este criterio es coincidente con el definido por la UPME en el Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural (2009): se debe contar con la infraestructura necesaria para atender el 100% de la demanda regulada en ciudades (o grupos de ciudades / mercados geográficos) con un número de usuarios superior a un millón, ante eventos de interrupción de hasta 3 días en el suministro, con una periodicidad de tres veces al año.

proyecciones y posibles medidas para el abastecimiento a largo plazo serán tenidas en cuenta por su incidencia en las soluciones que se propongan en materia de confiabilidad.

Por otra parte, si bien los términos de referencia limitan expresamente el análisis de confiabilidad y continuidad al suministro a los usuarios regulados de los mercados relevantes, el Consultor ha considerado que la metodología para identificar soluciones óptimas de confiabilidad y continuidad para tales usuarios requiere la consideración de todo el mercado.

2. RÉGIMEN NORMATIVO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA. ALCANCE DE LA OBLIGACIÓN DEL COMERCIALIZADOR-DISTRIBUIDOR DE ASEGURAR LA CONFIABILIDAD Y LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO.

La Fase I-A de Diagnóstico y Análisis se inició con la revisión de los aspectos normativos vigentes y su alcance sobre la obligación del Comercializador de asegurar a sus usuarios la continuidad del servicio. Así mismo, se revisaron otras normas (tales como las referidas a condiciones ambientales y Planes de Ordenamiento Territorial) que pueden incidir en la construcción de proyectos que generen confiabilidad.

Para estos efectos, en la presente sección se desarrollan tres capítulos, a saber: 2.1. Régimen Normativo General; 2.2. La Confiabilidad y la Continuidad en el Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible; y 2.3. Marco Normativo para desarrollar proyectos que aporten confiabilidad al sistema de distribución de gas natural.

2.1. RÉGIMEN NORMATIVO GENERAL

2.1.1 Fundamentos Constitucionales

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”*³.

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 Art. 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

³ Corte Constitucional, Sentencia C- 221 de 1997.

*propiedad privada minera constituida en virtud de derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a leyes preexistentes.*⁴

Por su parte, el Art. 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. Tales regímenes normativos han adoptado mecanismos idóneos para permitir su exploración, explotación y comercialización a los particulares interesados en desarrollar estas actividades bajo los principios que orientan la actividad económica en cada uno de estos países.

2.1.2 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, transporte, comercialización y distribución. Cada una de estas actividades tiene una normatividad que configura un régimen jurídico propio, de carácter especial.

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

La Ley 401 de 1997 también 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, sus normas modificatorias y reglamentarias. En este caso, las actividades también están sometidas 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 se centra en las actividades de distribución y comercialización de gas natural a los usuarios regulados, las cuales están calificadas como servicios públicos domiciliarios, a continuación se desarrolla el régimen

⁴ Corte Constitucional, Sentencia C – 006 de 1993.

normativo de tales servicios, tanto en sus aspectos básicos como en aquellos relacionados con el aseguramiento de la continuidad y la confiabilidad del suministro.

2.1.3 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 definió los siguientes postulados que sustentan la prestación de los servicios públicos domiciliarios, a saber:

- 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 bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida son finalidades sociales del Estado (Art. 366).
- El régimen jurídico de los servicios públicos será definido por la ley (Arts. 365 y 367).
- Se garantiza la libertad de iniciativa empresarial y la libre concurrencia de agentes económicos en las actividades de prestación. 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 (Arts. 333 y 365).
- 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- 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 se reservó la exclusividad en el ejercicio de las funciones de regulación, control y supervisión de tales servicios (Arts. 365 y 370).
- El régimen tarifario se definirá teniendo en cuenta los criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos (Art. 367).

Tales postulados orientan el funcionamiento del mercado de los servicios públicos que operan bajo reglas de libre competencia, y permiten establecer las condiciones regulatorias aplicables a las actividades que constituyen monopolios naturales.

La finalidad de las normas que regulan los servicios públicos es 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. Como lo ha expresado, de manera reiterada, la Corte Constitucional:

*"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."*⁵

2.1.4 Régimen legal del servicio público de distribución de gas combustible y actividades complementarias

Con base en los criterios definidos por la Constitución Política, la **Ley 142 de 1994** y sus disposiciones concordantes establecen el régimen jurídico de los servicios públicos domiciliarios. La Ley 142 es un estatuto integral, que regula la relación jurídica que se establece entre las personas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios y sus usuarios, así como sus obligaciones, derechos y deberes; 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; establece garantías y procedimientos para las actuaciones que se desarrollen en razón de su prestación y suministro.

El servicio público de distribución de gas combustible y sus actividades complementarias están expresamente incluidos en el ámbito de aplicación definido por el Art. 1 de la Ley 142 de 1994:

"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".

Por 'actividades complementarias' 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" (Art. 14.2 de la Ley 142/94).

⁵ Corte Constitucional. Sentencia C-636 de 2000.

El servicio público de distribución de gas combustible está definido en el Art. 14.28 de la Ley 142 de 1994 en los siguientes términos:

“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”.

De acuerdo con la norma citada, la comercialización y el transporte de gas natural son actividades complementarias del servicio de distribución domiciliaria de gas natural. Por lo tanto, tales actividades se someten al régimen jurídico de los servicios públicos domiciliarios, a la regulación de la CREG, y al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Así, de la interpretación armónica de las Leyes 142 de 1994 y 401 de 1997 resultan las siguientes competencias respecto de las diversas actividades que integran la cadena de valor del gas combustible⁶:

- **Exploración, Producción y Procesamiento.** La Ley 142 de 1994 no regula las actividades de exploración, producción y procesamiento de gas, que continúan regidas por el Código de Petróleos.
- **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 de 1994.

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. (Resolución CREG - 057 de 1996, Art. 1).⁷

⁶ La Resolución CREG – 057 de 1996 establece que el concepto de gas combustible comprende: el gas natural, el gas no asociado, el gas licuado de petróleo (GLP) y el gas natural comprimido (GNC).

⁷ 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 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 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 Art. 14.28 de la Ley 142 de 1994.

Esta actividad se desarrolla por el Comercializador, definido como 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 Art. 14.28 de la Ley 142 de 1994. (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”.

2.1.5 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).

2.1.5.1 Comercialización a grandes consumidores

La Resolución CREG - 057 de 1996, en su Art. 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 Art. 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 Art. 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”.

A su vez, conforme a las disposiciones de la Resolución CREG - 070 de 2006 (a la que nos referiremos más adelante), mientras que los Usuarios No Regulados pueden pactar libremente las modalidades contractuales para el suministro de gas, los Comercializadores que atienden el mercado regulado deben contratar el gas bajo alguna de las modalidades definidas en dicha resolución (TOP y OCG).

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

- Los socios de un campo productor o de un contrato deberán comercializar en forma independiente 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 2008.⁸ No se requerirá autorización cuando 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

⁸ Resolución CREG - 095 de 2008, Art. 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”.

se establece el procedimiento de comercialización de gas natural de que trata el Decreto 2687 de 2008”.⁹

- 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.
- 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.
- 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.

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, que debe sujetarse a la Ley 142 de 1994 en relación con la garantía 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. 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.

- 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

⁹ 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, modificando los criterios de asignación según el mercado.

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).

- 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.

2.1.5.2 Comercialización a pequeños consumidores

Los pequeños consumidores (usuarios regulados), no tienen la posibilidad de negociar sus tarifas; éstos se sujetan a la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG - 057 de 1996, Art. 107.1.

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.

El Art. 128 de la Ley 142 de 1994 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:

- El prestador del servicio define el “Mercado Relevante”¹⁰ 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.

¹⁰ 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.

- La Resolución CREG - 011 de 2003, en su Art. 23, estableció la metodología para el cálculo del cargo máximo base de comercialización Co se determinará como el cociente de la suma de los componentes (i) y (ii) descritos a continuación, sobre el número de facturas del año para el cual se tomaron los parámetros de cálculo de dichos componentes.
 - (i) 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 Envolvente de Datos, tal como se describe en el Anexo 7 de esta Resolución.
 - (ii) 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 Co así calculado se referirá a la Fecha Base de la solicitud tarifaria.

2.2. LA CONFIABILIDAD Y LA CONTINUIDAD EN EL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE GAS COMBUSTIBLE

2.2.1 Alcance de la obligación legal de confiabilidad y continuidad de las prestaciones

Desde el punto de vista regulatorio, la **confiabilidad** puede entenderse 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 términos generales, puede entenderse la confiabilidad como la calidad en el tiempo. Desde esta perspectiva, la **continuidad** suele verse como un atributo de la confiabilidad. 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, continuidad y disponibilidad.

Ya nos hemos referido a los postulados básicos definidos por la **Constitución Política** para la prestación de los servicios públicos. En cuanto a la calidad de los bienes y servicios comercializados, la Constitución establece las siguientes garantías:

- La ley debe regular el control de calidad de los bienes y servicios ofrecidos y prestados a la comunidad, así como la información que debe suministrarse en su comercialización (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).
- Específicamente para los servicios públicos, se exige al Estado el cumplimiento del deber de asegurar su prestación “eficiente” 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.
- 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).
- La ley debe fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación (Art. 367).

Por su parte, la **Ley 142 de 1994** contiene las siguientes previsiones relativas a la calidad del servicio público domiciliario de gas combustible:

a) La ley ordenó al Estado que interviniera en los servicios públicos domiciliarios con el fin específico de garantizar la calidad y la continuidad del servicio (Ley 142/94, Art. 2.1).

El Art. 2.1 de la Ley 142 de 1994 establece que el Estado deberá intervenir en los servicios públicos para “*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*”.

Esta norma pone en evidencia que la garantía de 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. El propósito esencial de dicha garantía es el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

b) La regla general debe ser la continuidad en la prestación del servicio, mientras que las interrupciones son la excepción (Ley 142/94, Arts. 2.4 y 136).

El Art. 2.4 de la Ley 142 de 1994 señala, 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*”.

A su vez, el Art. 136 de la Ley 142 de 1994 dispone que: *“La prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos. El incumplimiento de la empresa en la prestación continua del servicio se denomina, para los efectos de esta Ley, falla en la prestación del servicio”*.

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

“La indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito” (Art. 137), lo que es equivalente a decir 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.

Además, el Art. 139 dispone que la suspensión en interés del servicio tampoco constituye una falla en la prestación, cuando la suspensión se haga para:

- Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios.
- Evitar perjuicios que se deriven de la inestabilidad del inmueble o del terreno, siempre que se haya empleado toda la diligencia posible, dentro de las circunstancias, para que el suscriptor o usuarios pueda hacer valer sus derechos.

c) 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 de la estructura del servicio de gas combustible, que son cruciales en orden a cumplir el fin específico de garantía de calidad y continuidad: (i) la desintegración de las distintas actividades que conforman la cadena de la prestación del servicio; y (ii) la separación de las competencias entre las distintas autoridades públicas del sector.

En cuanto a la **separación de las actividades** y a la **desintegración vertical** adoptada por la regulación de la CREG, se ha dicho¹¹:

“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”.

¹¹ Resolución CREG-062 de 2006.

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 el Distribuidor, 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:

- 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 (Ley 142/94, Arts. 30 y 35);
- prevé la existencia de planes de expansión a mínimo costo que garanticen la calidad, confiabilidad y continuidad (Ley 142/94, Art. 14.12);
- manda a tener en cuenta el orden de atención prioritaria fijado por la autoridad competente (Ley 142/94, Art. 8; Ley 401, 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 Art. 14 del Decreto 2687 de 2008 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 otra parte, en cuanto a las **autoridades competentes** para la regulación del sector, 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, Art. 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, Art. 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.

Finalmente, 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).

d) 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 Art. 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, los usuarios tienen el derecho de exigir a las empresas que el servicio se les preste en las mismas condiciones de calidad que a los demás usuarios, aunque también tienen derecho a obtenerlos con una calidad superior siempre que el usuario esté dispuesto a pagar tal calidad y ello no perjudique a otros usuarios. Este derecho es exigible a través de las acciones constitucionales de tutela y populares.

Por otra parte, de acuerdo con los Arts. 128 y 136 de la Ley 142 de 1994, del contrato de suministro nacen dos obligaciones: la empresa asume la obligación de prestar el servicio y el usuario la obligación de pagar el precio. 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.

e) La ley asignó a las empresas el cumplimiento de la garantía de calidad tanto en relación con las redes existentes, como con la expansión (Ley 142/94, Arts. 29, 135 y 14.12).

Según los Arts. 29 y 135 de la Ley 142 de 1994, las empresas tienen la obligación de efectuar el mantenimiento y la reparación de las redes a su cargo. A su vez, el Art. 14.12,

ibídem, establece que los planes de expansión deben garantizar la continuidad, calidad, y confiabilidad en el suministro del servicio.

f) 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 (Ley 142/94, 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). 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, debe interpretarse en la forma como se haga más eficaz la obligación de prestación continua de un servicio de buena calidad.

g) La función de regulación a cargo de la CREG debe orientarse fundamentalmente a exigir que el servicio se preste con calidad, confiabilidad y disponibilidad (Ley 142/94, Arts. 73, 74.1 y 67.1).

Según el Art. 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; en los demás casos, debe 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 Art. 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 *“señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia”* (Art. 67.1).

Nuevamente a este respecto cabe citar el Art. 14 del Decreto 2687 de 2008, por el cual la CREG está facultada para establecer los criterios que aseguren la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural y para 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.

h) 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.

La Ley 142 de 1994 establece la necesidad de relacionar el precio de los servicios públicos con su nivel de calidad, confiabilidad y disponibilidad:

- 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 (Art. 87.1).
- 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).
- Los planes de expansión deben ser de mínimo costo y deben garantizar continuidad, calidad y confiabilidad en el suministro del servicio (Art. 14.12).
- 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).
- 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).
- Sin perjuicio de otras alternativas que pudiere definir la CREG, puede establecerse un cargo fijo para remunerar 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 Constitucional¹², 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 haya sido suspendido por mora de los usuarios.

i) 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, tales como acordar planes de gestión con las empresas, imponer medidas preventivas y sanciones.

¹² Sentencia C-389 de 2002.

- El Art. 58 de la Ley 142 de 1994 prevé que “*cuando quienes prestan servicios públicos incumplan de manera reiterada, a juicio de la Superintendencia (...) las normas de calidad definidos por ella*”, ésta podrá ordenar la separación de los gerentes o de miembros de las juntas directivas de la empresa de los cargos que ocupan.
- 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).
- 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).
- 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).

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. Así, los Agentes deben celebrar 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 (i) garantizar que los prestadores del servicio de gas combustible produzcan servicios de calidad; (ii) asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; (iii) adoptar las respectivas fórmulas tarifarias que reflejen y permitan remunerar las inversiones económicamente eficientes que se requieran para satisfacer la demanda del servicio, así como la expansión, reposición y mantenimiento de los sistemas. Todo ello, con el fin de asegurar la calidad, confiabilidad, continuidad y disponibilidad del servicio.

En especial, y en directa relación con la materia de estudio encomendada al Consultor, el **Art. 14 del Decreto 2687 de 2008** ya citado dispuso 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.

Parágrafo. 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”.

2.2.2 Normas recientes tendientes a asegurar la continuidad y confiabilidad de las prestaciones

2.2.2.1 Modalidades contractuales para el suministro de gas

En la Sección 1 del presente informe se estableció que una deficiente gestión de los contratos de gas y de transporte por parte de los Agentes puede repercutir negativamente en la continuidad de las prestaciones, y que para favorecer una gestión contractual eficiente es necesario que se emitan las señales regulatorias adecuadas.

Respecto del servicio público domiciliario de gas, es función de la CREG “*promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, 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*” (Art. 73 de la Ley 142 de 1994).

Mientras que los usuarios no regulados pueden pactar libremente las modalidades contractuales, los Comercializadores que atienden el mercado regulado deben contratar bajo alguna de las modalidades de suministro definidas por la CREG.

Las modalidades contractuales vigentes para el suministro de gas están definidas en la Resolución CREG - 070 de 2006, que distingue entre: (i) **Suministro en Firme**: compromiso de suministrar un volumen máximo garantizado de gas durante un período determinado, sin interrupciones excepto para mantenimiento; y (ii) **Suministro Interrumpible**: no se asume compromiso de continuidad en la entrega o recibo, y las partes se reservan el derecho de interrumpir el servicio en los términos definidos en el contrato.

También se regulan las modalidades: **Pague lo Contratado o ‘Take or Pay’** (el comprador se obliga a pagar un porcentaje del gas contratado independientemente de su consumo y el vendedor se compromete a tener a disposición el 100% de la cantidad contratada); y **Contrato de Opción de Compra de Gas – OCG** (el comprador paga una prima acordada libremente por el derecho de tomar hasta una cantidad en firme de gas y un precio de ejercicio acordado libremente por las cantidades de gas nominadas y aceptadas; el vendedor garantiza la entrega del 100% de la cantidad contratada). Recibida una solicitud de suministro, el Comercializador debe cotizar ambas modalidades.

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:

“Los contratos que pacten Servicios de Suministro en Firme, deberán ser respaldados físicamente. Este respaldo implica que el vendedor en la fecha de suscripción del contrato deberá disponer de las reservas y de la producción suficientes para cumplir el contrato, e identificar el campo de donde proviene el gas, de tal manera que las cantidades contratadas puedan ser exigibles en cualquier momento” (Art. 6).

2.2.2.2 .Continuidad del suministro de gas a los 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 de Suministro en Firme. El Decreto 880 de 2007 dio prioridad en los racionamientos a los contratos firmes; sin embargo, el orden de prioridad está sujeto al tipo de demanda a abastecer.

A partir del Decreto 2687 de 2008¹³ (que estableció instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional del gas y modificó los criterios de asignación del gas con precios regulados según el mercado), se instruyó a la CREG para que estableciera el procedimiento de comercialización de la producción disponible para ofertar en firme declarada por los Productores y Productores-Comercializadores al MME. Conforme al Art. 6 del Decreto mencionado, el procedimiento de comercialización a diseñar por la CREG debería contener mecanismos que aseguren, prioritariamente el suministro en firme de gas natural con destino al consumo de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución, reconociendo en todo caso, el costo de oportunidad del gas natural.

Así, 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. Esta resolución flexibilizó los mecanismos de contratación de los Distribuidores-Comercializadores, incluyendo la posibilidad de negociaciones bilaterales sin recurrir a subastas.

En cuanto al respaldo físico que deben tener los contratos de suministro en firme, la Resolución CREG - 095 de 2008 estableció en su Art. 19 que: *“Este respaldo implica que el vendedor deberá disponer de las reservas y la capacidad de producción suficientes para cumplir el contrato desde el momento en que se inicien las entregas de gas natural, hasta que finalicen las obligaciones, de conformidad con los términos pactados en el contrato.”* Se aclara que el respaldo físico podrá complementarse con una o varias de las siguientes alternativas: *“i) gas proveniente de otros campos; ii) importaciones; iii) almacenamiento; o iv) cualquier alternativa tecnológica que permita al vendedor ofrecer la firmeza pactada en el respectivo contrato”*.

¹³ Este decreto fue emitido a la luz de la competencia de asignación del uso del gas que le otorgó la Ley 142 de 1994 al Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a los proyectos de seguridad de abastecimiento que prevén la importación de GNL, deberá tenerse en cuenta que: *“En caso de que el contrato pacte un suministro proveniente de importaciones de gas natural, el vendedor deberá disponer y demostrar en caso que así se requiera, el acceso a la infraestructura de importación, como son las Interconexiones Internacionales de Gas Natural; los terminales de regasificación, o en general aquella infraestructura que será utilizada para realizar las entregas de gas natural a los compradores nacionales, de acuerdo a las condiciones pactadas contractualmente”*.

2.2.2.3 Confiabilidad eléctrica

Con la finalidad de favorecer la confiabilidad eléctrica, la Resolución CREG - 071 de 2006 ya había determinado que las plantas térmicas a gas que quieran participar en la asignación de la remuneración por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad¹⁴ 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 CREG - 071 de 2006 exige, entonces, 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.

2.2.2.4 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 recibió observaciones de 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 al Art. 12 de la Resolución CREG - 022 de 2009, por

¹⁴ El Cargo de Confiabilidad Eléctrica es definido como *“la remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas”*.

la cual se ordena publicar un proyecto de resolución referido a la revisión de los criterios de remuneración del servicio de transporte.

Deberá considerarse también que los proyectos de confiabilidad en infraestructura de transporte podrían verse afectados por el hecho de que 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.

2.2.2.5 Modificación de los criterios de asignación en caso de 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) introdujo un nuevo mecanismo para la asignación del gas de campos con precio regulado, según determinadas prioridades de suministro establecidas normativamente. Estas modificaciones causaron un impacto significativo en las relaciones contractuales y en los mecanismos de asignación de mercado que regían hasta entonces. Destacamos los siguientes elementos introducidos por el Decreto 2687 de 2008:

- 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 del 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) Distribuidoras con usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales cuando se tenga contratos vigentes al precio máximo regulado; ii) Distribuidoras para atender estos grupos de usuarios al precio máximo regulado; iii) Distribuidoras para atender usuarios industriales regulados, cuando se tenga contratos vigentes al precio máximo regulado; iv) Distribuidoras para atender estos usuarios al precio máximo regulado, y v) los demás Agentes. Las cantidades así asignadas no se pueden transar 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 gas natural licuado (GNL).

2.2.2.6 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 que se encuentra en trámite de la consulta¹⁵, a fin de garantizar la confiabilidad y la continuidad, como elementos básicos del esquema de prestación del servicio de comercialización y distribución de gas natural. Estos proyectos pueden resumirse del siguiente modo.

- a) **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"

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

En su Art. 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, cuyos factores que lo componen se expresan en las siguientes fórmulas:

¹⁵ La CREG está obligada, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, a hacer públicas 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.

Cargo variable:

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

Cargo fijo:

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

Donde:

CUV_{jm} = Costo unitario variable en \$/m3 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 \$/m3 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 \$/m3 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 \$/m3 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 \$/m3 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 \$/m3. Mientras sea definido será cero.

AJ_m = Factor de ajuste que se aplica al costo unitario variable (CUV_{jm}) de prestación del servicio expresado en \$/m3 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 m³ en dicho período y el componente variable del costo unitario (CU_{vm}); 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.

Los mecanismos propuestos por la CREG serán tenidos en cuenta prioritariamente al momento de efectuar recomendaciones para la inclusión en la fórmula tarifaria de la remuneración de las inversiones que deban realizarse con el propósito de asegurar la continuidad.¹⁶

- b) **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 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 Arts. 140 y 141 de la Ley 142 de 1994, de conformidad con lo propuesto en el Art. 5º del proyecto bajo examen.

¹⁶ Documento CREG 135 de 2009. Págs. 252 y 253.

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 Art. 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 Gas y Transporte, 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.

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.

- c) **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 MME y las empresas concesionarias, con sujeción a lo dispuesto en el Art. 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:

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

Cargo fijo:

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

Donde:

CUv_m = Costo unitario variable en \$/m3 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 \$/m3 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 \$/m3 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_m = Cargo de Distribución en \$/m3 aplicable en el mes m . No incluye la conexión al usuario final. Cargo contenido en el respectivo contrato de concesión celebrado entre el MME y el concesionario.

Cc_m = Cargo de confiabilidad en \$/m3 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 \$/m3. 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_m) de prestación del servicio expresado en \$/m3 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 \$/m3 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 m³ 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 MME 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.

La opción tarifaria propuesta para las Áreas Exclusivas de distribución domiciliaria de gas natural incluye el cargo máximo por confiabilidad, que no está considerado en el régimen tarifario vigente. Así se garantiza que, en esta modalidad de prestación del servicio, 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.

2.2.2.7 Comentario sobre las normas recientes relacionadas con las dificultades de abastecimiento asociadas al fenómeno del Niño

Las medidas adoptadas recientemente por el gobierno de Colombia para asegurar el abastecimiento nacional de gas ante la situación de racionamiento manifestada como consecuencia del fenómeno del Niño, resultan acordes a las aplicadas en otros países que han atravesado situaciones de crisis en el abastecimiento de la demanda energética. Si bien la solución de fondo a los problemas de abastecimiento y confiabilidad provendrá de la realización de las inversiones en infraestructura, atento al período de tiempo que requiere la decisión y ejecución de tales inversiones, las medidas implementadas por las autoridades energéticas colombianas evitaron la profundización de los impactos derivados de la insuficiencia de suministro, no sólo respecto de las prestaciones actuales sino también del crecimiento de la demanda energética asociada al crecimiento de la economía.

La intervención del gobierno en las relaciones contractuales ha sido percibida de modo negativo (en términos de seguridad jurídica) por parte de un sector de la industria. Sin desconocer esta afectación, puede observarse que las medidas recientes han transparentado

un orden necesario en la asignación de los recursos naturales (consumo interno / exportación; usuarios residenciales y pequeños comercios / otros usos) que no había sido percibido hasta que se manifestó la escasez del recurso. Por otra parte, las resoluciones adoptadas por el MME y la CREG tienen el mérito de no limitarse a reestructurar el mecanismo de asignación de mercado ante la escasez, sino que además prevén soluciones para el mediano y largo plazo, tales como el establecimiento de un sistema confiable de información para conocer la situación real de abastecimiento, incluyendo la declaración de volúmenes de producción y la certificación de las reservas probadas de gas; la elaboración de un Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural; la incorporación de infraestructura para la importación de GNL; y la realización de inversiones para mejorar la confiabilidad del sistema.

2.3. MARCO NORMATIVO GENERAL PARA DESARROLLAR PROYECTOS QUE APORTEN CONFIABILIDAD AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

En esta sección se presenta un resumen de carácter general sobre otros aspectos normativos aplicables al desarrollo de proyectos de confiabilidad en el sistema de distribución de gas, tales como: 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 (seguridad de abastecimiento); la declaratoria de utilidad pública e interés social; los requerimientos de la normativa ambiental; y los permisos de orden local o municipal que deberán observar quienes decidan acometer la realización de proyectos de confiabilidad. Una vez definidas las alternativas viables desde el punto de vista técnico y económico, deberán realizarse los estudios específicos para cada uno de los proyectos seleccionados.

2.3.1 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 MME, cuya función básica es la de elaborar y mantener actualizados los planes subsectoriales -entre los cuales está el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte del Gas Natural- con sujeción a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo y en el Plan Energético Nacional. El objetivo del Plan de Abastecimiento es que Colombia cuente, en todo tiempo, con un suministro seguro y eficiente de los recursos energéticos que sean requeridos por la demanda.

La Ley 1151 de 2007 “*Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010*” 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*”. A su vez, el Art. 12 del Decreto 2687 de 2008 define el Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en los siguientes términos:

“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 9° 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”.

Este Plan de Abastecimiento 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, a fin 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.

Conforme a las definiciones adoptadas a los efectos del presente estudio, el objetivo del Plan elaborado por la UPME está relacionado con la seguridad de abastecimiento de la demanda durante el período 2009-2018. Las pautas establecidas en el Plan de Abastecimiento de la UPME deberán tenerse en cuenta para la determinación de las soluciones a adoptar para la confiabilidad del servicio de distribución de gas.

Actualmente, la UPME ha sometido a discusión pública una versión preliminar del mencionado Plan de Abastecimiento.¹⁷

2.3.2 Declaratoria de utilidad pública e interés social para la prestación de servicios públicos

Con fundamento en el mandato del Art. 58 de la Carta Constitucional¹⁸, la Ley 142 de 1994, en su Art. 56, declaró de utilidad pública e interés social la ejecución de obras para

¹⁷ En la Sección 3 de este informe se analiza con más detalle el Plan de Abastecimiento preparado por la UPME, en su versión preliminar de octubre 2009.

¹⁸ Artículo 58. Modificado Acto Legislativo 01 de 1999, Artículo 1°: 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

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 implicado 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 servicios, de conformidad con lo dispuesto en el Art. 28 de la mencionada Ley 142 de 1994.

El referido estatuto legal, en su Art. 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 requieran 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, el Art. 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.

determine el legislador, dicha expropiación podrá adelantarse por vía administrativa, sujeta a posterior acción contenciosa-administrativa, incluso respecto del precio.

2.3.3 Obligatoriedad de la gestión ambiental en la prestación de servicios públicos

La Constitución Política, en su Art. 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 los 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.”¹⁹

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 Art. 80 de la Constitución Política, entre otros mandatos.

Con fundamento en el postulado constitucional, la Ley 142 de 1994, en su Art. 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 Art. 3º, faculta a la Nación para adoptar todas las medidas necesarias para proteger los recursos naturales que se requieran para el suministro de los 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 142/94, Art. 25).

- **Instrumentos de la gestión ambiental**

¹⁹ Corte Constitucional. Sentencia C- 740 de 2003.

La actividad ambiental se rige por la Ley 99 de 1993, principalmente. Esta ley consagra los principios, criterios y 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, Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) y Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

- **Licencia Ambiental**

Conforme con lo establecido en el Art. 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 Art. 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”.

El Art. 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 Art. 8, señala las actividades, obras y 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, que causen impactos ambientales, debe obtener un Licencia Ambiental antes de su iniciación.

El interesado en obtener una Licencia Ambiental debe surtir los trámites que se resumen a continuación.

- **Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA)**

Este requisito se establece en el Art. 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 DAA. 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 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 DAA presentado, 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 EIA a presentar por el solicitante 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. El EIA 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.

En cuanto al trámite, una vez realizado el DAA, el interesado 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.

El MAVDT, a través de la dependencia competente y previa evaluación del EIA o Plan de Manejo, expedirá el acto administrativo mediante el cual se otorga o se niega la Licencia Ambiental solicitada, dentro de un plazo de 4 meses.

2.3.4 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. Las autoridades pueden exigirles garantías adecuadas a los riesgos que creen, de conformidad con lo dispuesto en el Art. 26 de la Ley 142 de 1994.

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, sus normas modificatorias y reglamentarias.

El Art. 5º de la mencionada Ley 388 de 1997 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 Art. 11 de la Ley 388 de 1997 determina los componentes generales de los POT, 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 POT 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 Art. 15 del estatuto legal en comento.

Por consiguiente, el POT 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. 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.

3. REVISIÓN DE RESULTADOS SOBRE CONFIABILIDAD EN ESTUDIOS ANTERIORES

Como parte de la fase de diagnóstico y análisis, conforme a lo solicitado en el punto 2 de la Cláusula Tercera del Contrato de Consultoría, 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).

3.1. “EVALUACIÓN DE RIESGOS DE ABASTECIMIENTO DE HIDROCARBUROS EN EL CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO”, ARTHUR D. LITTLE INC (2008)

El objetivo general de este estudio consistió en la identificación de acciones tendientes a mitigar riesgos en el abastecimiento de combustibles líquidos y gas natural en Colombia. Entre los objetivos particulares, se procuró evaluar y definir los niveles de confiabilidad más convenientes para el país en la prestación del servicio de gas natural, así como los mecanismos y las acciones necesarias para asegurar dichos niveles.

Como medidas preventivas de los riesgos que afectan la seguridad de abastecimiento, se identificaron los siguientes elementos de política energética, infraestructura, institucionales y de estructura de mercado, y de viabilidad financiera.

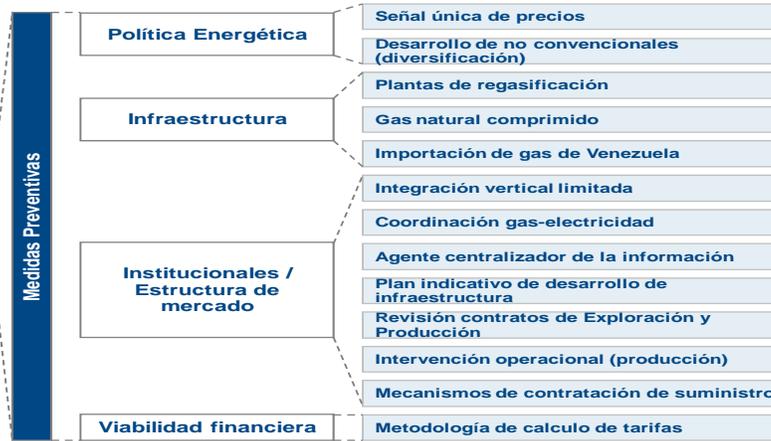


Fig. 2 - Medidas preventivas. Fuente: Arthur D. Little (2008).

3.1.1 Riesgos

Los factores de riesgo en el abastecimiento por disponibilidad de recursos se clasificaron según el evento y su causa, tanto para el corto plazo (2 años), como para el mediano plazo (5 años) y el largo plazo (6 años en adelante).

Tabla 1 - Factores de riesgo por Disponibilidad de Recursos. Fuente: Arthur D. Little (2008)

	Corto Plazo		Mediano Plazo		Largo Plazo	
	2009-2010		2011-2013		2014-	
	Evento	Causa	Evento	Causa	Evento	Causa
Disponibilidad de recursos	Abastecimiento preferencial al mercado externo	Señales de precios inadecuadas	Falta de nuevas fuentes de suministro (en Colombia)	Falta de inversión en E&P	Falta de nuevas fuentes de suministro (externas)	Marco regulatorio inapropiado / Falta de coordinación entre agentes
	Demanda extraordinaria de gas	Limitaciones en infraestructura para usos alternativos		Fracaso exploratorio		Atractivo de mercado insuficiente
		Sequía - bajo nivel de embalses para suministro hídrico		Retraso en el desarrollo de reservas	Poca disponibilidad externa	
		Capacidad contratada de transporte inferior a contrato de suministro (generación térmica en el interior)				
		Usuarios regulados sin contratos en firme (distribuidores en el interior)				
	Retraso en aumento de compresión en La Guajira	Retraso y costos de suministro de equipos	Falla suministro de gas de Venezuela	Problemas políticos - relaciones bilaterales		
	Retraso en desarrollo de Gibraltar y La Crecienté			Disponibilidad de gas en occidente Venezolano		
	Restricción en la capacidad de transporte	Falta coordinación entre agentes / Incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas	Retraso aumento de producción de Cusiana	Falta coordinación entre agentes		
		Retraso y costos de suministro de equipos		Retraso y costos de suministro de equipos		
		Señales regulatorias inapropiadas (e.g incertidumbre en la remuneración)	Declinación anticipada de algún yacimiento			

En particular, se analizaron los siguientes factores de riesgo de corto plazo (entendiendo que fueron identificados dentro de este rango por su manifestación y no por el plazo de resolución, ya que las soluciones requeridas podrían ser de mediano o largo plazo).

Tabla 2 - Factores de riesgo de corto plazo. Fuente: Arthur D. Little (2008)

Evento	Causa	Descripción
Abastecimiento preferencial a mercado externo	Señales de precios inadecuadas	Ante un escenario de elevados precios internacionales, el gas de exportación recibe una mayor remuneración, restringiendo aún más la oferta de nuevo gas en firme o incluso el cumplimiento de contratos ya firmados cuando el diferencial de precios compensa la penalidad generada por dicho incumplimiento
Demanda extraordinaria de gas	Sequía - bajo nivel de embalses para suministro hídrico	Alto despacho térmico ante una reducción en el nivel de los embalses de las represas hidroeléctricas – Posible desabastecimiento al sector térmico (capacidad de transporte insuficiente al interior) o a sectores con contratos interrumpibles
Retraso en aumento de compresión en La Guajira	Retraso y costos de suministro de equipos	El encarecimiento en costo de materiales, los tiempos de fabricación y entrega de equipos y/o deficiencias en la gestión de proyectos retrasan el desarrollo de la nueva producción de gas y/o colocación en el sistema integrado nacional
Retraso en desarrollo de Gibraltar y La Creciente		
Restricción en la capacidad de transporte	Falta coordinación entre agentes / Incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas	Ante un esquema de expansión basado en el sistema de "contract carriage", por información asimétrica o diferencia de expectativas (en particular respecto al horizonte de disponibilidad de gas) las partes demoran las expansiones requeridas
	Retraso y costos de suministro de equipos	La fuerte demanda enfrentada por la industria de ingeniería y construcción continúa incrementando los costos de inversión y plazos de ejecución
	Señales regulatorias inapropiadas	Dado que la regulación incentiva la eficiencia operativa con el actual esquema de remuneraciones, los transportistas demoran en realizar expansiones

En este marco, se analizaron eventos que se han venido presentado recientemente, como el caso de "demanda extraordinaria de gas" debido a factores climáticos que afectan la generación eléctrica. Se analizaron también las "restricciones de capacidad de transporte", que resultan de múltiples causas, tales como la incertidumbre respecto de la disponibilidad de gas y las señales regulatorias derivadas del esquema de expansión basado en contratos, que -junto a la incertidumbre sobre disponibilidad de gas- no genera los incentivos de contratación requeridos.

También se analizaron los factores de riesgo correspondientes al mediano y largo plazo, tales como la "falta de nuevas fuentes de suministro", la "falla de suministro de gas de Venezuela", la "declinación anticipada de algún yacimiento" como el caso de Guajira y "retrasos en el aumento de la producción de Cusiana", donde las facilidades de tratamiento han estado desarrollándose de manera controlada, en módulos de poca magnitud y con atrasos en su entrada en operación esperada.

En la tabla siguiente se resumen las causas de los eventos de riesgo definidos para el mediano y largo plazo, entre las que se incluye la falta de señales regulatorias de largo plazo.

Tabla 3 – Factores de riesgo de mediano y largo plazo. Fuente: Arthur D. Little (2008)

Evento	Causa	Descripción
Falta de nuevas fuentes de suministro (en Colombia)	Falta de inversión en E&P	Cambios en los términos fiscales o en la industria desalientan la inversión en Colombia
	Fracaso exploratorio	Pese a que las condiciones generales (en la industria y en Colombia en particular) alientan la inversión en E&P, no se producen nuevos descubrimientos por cuestiones geológicas
	Retraso en el desarrollo de reservas	En un escenario de nuevos descubrimientos, disponibilidad, costos de equipos e infraestructura de evacuación de los recursos retrasan o desalientan el desarrollo de las mismas
Falla suministro de gas de Venezuela	Problemas políticos - relaciones bilaterales	La falta de disponibilidad por retrasos en el desarrollo de proyectos de gas en Venezuela o problemas bilaterales restringen los envíos a partir de 2012
	Disponibilidad de gas en occidente Venezolano	
Retraso aumento de producción de Cusiana	Falta coordinación entre agentes	El encarecimiento en costo de materiales, los tiempos de fabricación y entrega de equipos y/o deficiencias en la gestión de proyectos retrasan el desarrollo de la nueva producción de gas y/o colocación en el sistema integrado nacional
	Retraso y costos de suministro de equipos	
Declinación anticipada de algún yacimiento	Dificultades técnicas	Eventos inesperados por la geología (e.g permeabilidad) del yacimiento
Falta de nuevas fuentes de suministro (externas)	Marco regulatorio inapropiado / Falta de coordinación entre agentes	Fallas regulatorias (ej: de precios) o falta de coordinación entre los agentes impiden o retrasan la construcción de una planta de regasificación de GNL
	Atractivo de mercado insuficiente	
	Falta de planificación	La falta de señales de mercado y regulatorias retrasa la ejecución de pasos necesarios

El estudio asignó probabilidades de ocurrencia a los impactos identificados y concluyó que los riesgos más críticos, por rango de tiempo, serían los siguientes:

- Corto plazo: retrasos en aumentos en la capacidad de transporte
- Mediano plazo: ausencia de nuevos hallazgos y retrasos en la puesta en marcha de la nueva producción (Cusiana)
- Largo plazo: ausencia de fuentes alternativas por problemas de planificación y/o coordinación (GNL)

3.1.2 Información

En cuanto a los niveles de información, el estudio identificó los elementos que afectan la confiabilidad para diferentes indicadores y revisó la disponibilidad de la información respectiva. Se revisaron los balances físicos de oferta y demanda, la relación reservas - producción, el avance de la expansión, los respaldos comerciales firmes de la demanda bajo diferentes escenarios, la relación entre los mercados base y el mercado secundario, y las señales de precios para los diferentes tipos de usuarios.

Se concluyó que -aun cuando recientemente se han venido adelantando esquemas de suministro y disponibilidad de información- no toda la información relevante está disponible, ni se encuentra suficientemente desagregada. Es crítico el tema de información de precios en el mercado y de los volúmenes transados en el mercado secundario.

Tabla 4 - Disponibilidad de información sobre el mercado de gas. Fuente: Arthur D. Little (2008)

Indicador		Disponibilidad actual de información
Balance oferta-demanda	Oferta - demanda (mensual)	Implementación reciente en el ámbito del CNO-Gas
	Oferta - demanda (anual)	Proyecciones realizadas por la UPME (no sistematizadas)
Cobertura en firme sector eléctrico	Demanda sector eléctrico - volumen contratado en firme	Implementación reciente en el CNO-Gas
Reservas/ Producción	Reservas probadas / Producción comprometida	Información suministrada e indicador elaborado por el MME en el marco del Dec. 3428/2003 y reglamentada por Res. 18 0270/2004. Dificultades en la definición de reservas
Cumplimiento metas ANH	Cumplimiento metas anuales y plurianuales	Seguimiento realizado actualmente por la ANH
Monitoreo de avance nuevos proyectos suministro	Status vs. cronograma previsto	Efectuado para las áreas licenciadas bajo la modalidad E&P; no se realiza en las áreas bajo contrato de asociación (ej. Guajira y Cusiana)
Balance Oferta/ Demanda contractual	Oferta – volumen contratado (firme + interrumpible)	Existe la información de contratos en la CREG y el MME y producción máxima proyectada en el ámbito del CNO-gas
Cobertura firme usuarios regulados	Demanda -suministro contratado en firme	Existe la información de contratos en la CREG y el MME y demanda proyectada por sector en el ámbito del CNO-Gas
Solicitudes de suministro vs. gas ofertado en licitaciones	Volumen ofertado - solicitudes realizadas	Los resultados de las licitaciones deben ser publicados
Relación consumo vs. gas contratado en firme por sector	Volumen contratado en firme - demanda promedio ult. 12m	Existe la información de contratos en la CREG y el MME y estadísticas de consumo histórico en el CNO-Gas
	Volumen contratado en firme - demanda pico ult. 12m	
Relación suministro mercado secundario / demanda total	Volumen suministrado mercado secundario / demanda	No existe información sobre los volúmenes suministrados a través del mercado secundario (existen volúmenes suministrados por transportadores a mercado secundario en BEOs, pero no se consolida)
Diferencial de precios de distintas fuentes y destinos de suministro	Diferencial entre precios regulados vs. no regulados vs. precios mercado secundario vs. exportación e importación (Vzla., LNG)	No existe información de precios

Para la infraestructura de transporte se evaluó la información sobre curva de carga, relacionando la demanda promedio y pico respecto de la capacidad nominal, así como la contratación en firme e interrumpible de la capacidad nominal, y la relación entre la capacidad solicitada versus la capacidad ofertada. Igualmente, se revisó la información disponible sobre evolución y avance de la expansión. Se observó que la información individual está disponible pero no está agregada o consolidada, y que no se hace ningún tipo de seguimiento de la expansión.

Tabla 5 – Disponibilidad de información sobre infraestructura de transporte. Fuente: Arthur D. Little (2008)

Indicador	Disponibilidad actual de información	
Capacidad de transporte vs. capacidad contratada en firme	Capacidad nominal - capacidad contratada en firme	Capacidad total y contratada en firme por tramo de transporte reportada diariamente en los BEOs, pero no se consolida
Capacidad de transporte vs. volumen real transportado	Capacidad nominal - volumen transportado (promedio ult. 12m)	Capacidad disponible en BEOs con frecuencia diaria, pero no se consolida; consumo histórico en CNO-Gas
	Capacidad nominal - volumen transportado (pico ult. 12m)	Capacidad disponible en BEOs con frecuencia diaria, pero no se consolida; consumo histórico en CNO-Gas
Capacidad de transporte vs. capacidad contratada en firme e interrumpible	Capacidad nominal - capacidad contratada (firme + interrumpible)	Capacidad total y contratada en firme por tramo de transporte reportada diariamente en los BEOs, pero no se consolida
Monitoreo de avance nuevos proyectos de infraestructura	Status vs. cronograma previsto	No se realiza formalmente
Solicitudes capacidad transporte vs. capacidad ofertada en subastas	Capacidad ofertado - solicitudes realizadas	Los resultados de las licitaciones deben ser publicados

En cuanto a la oferta, inventarios y capacidad de producción, capacidad de compresión, capacidad de importación y flexibilidad de la demanda, no existe información disponible y no existe evaluación o seguimiento formal de la misma. La calidad del gas se publica individualmente, con baja frecuencia y sin mayor análisis sobre las condiciones de suministro.

Tabla 6 - Disponibilidad de información. Fuente: Arthur D. Little (2008)

	Indicador	Disponibilidad actual de información
Inventarios vs. demanda principales centros de consumo	Inventarios (tubos + facilidades de almacenamiento) / demanda	Información no disponible
Producción adicional en casos de emergencia	Producción incremental Cusiana	Se conoce capacidad del gasoducto, pero no necesariamente coincide con capacidad real
Capacidad de importación vs. demanda	Capacidad de regasificación / demanda	No monitoreado formalmente
Flexibilidad de demanda	% de capacidad de generación térmica sustituible por líquidos	No monitoreado formalmente
	Inventarios de líquidos en plantas térmicas / capacidad de generación con líquidos	No monitoreado formalmente
	% de consumo industrial sustituible por líquidos	No disponible
Capacidad de compresión de respaldo	Capacidad de compresión disponible en unidades de respaldo	
Calidad del gas (azufre, CO ₂ , Índice Wobbe)	Contenido de azufre (%), Índice Wobbe (*)	Información publicada semestralmente en los BEOs
Presión en el sistema	Presión del gas	Información publicada semestralmente en los BEOs

3.1.2 Conclusiones

El estudio propone acciones, tanto respecto de la oferta como de la demanda. Los aspectos clave se centran en las propuestas de infraestructura, contratación, integración vertical, manejo coordinado de electricidad y gas, y medidas de mitigación.

Se determinan como objetivos de la oferta: el almacenamiento, el aumento transitorio en el suministro y la redundancia. Para cada uno de estos objetivos se plantean las alternativas técnicas disponibles, incluyendo el almacenamiento subterráneo y 'peak-shaving', el aire propano o GNS, la flexibilidad de normas de calidad y la redundancia a través de anillos.

Tabla 7 - Acciones propuestas sobre la oferta y la demanda. Fuente: Arthur D. Little (2008).

	Objetivo	Propuesta	Aspectos clave
Oferta	Almacenamiento	Almacenamiento subterráneo (yacimientos agotados, domos salinos, acuíferos)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aspectos regulatorios: quién lo puede hacer, cómo se remunera la inversión ■ Viabilidad económica ■ Localizaciones posibles, escala requerida ■ Sectores usuarios
		Peak-shaving – Mini LNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Volumen y duración posible de aumento transitorio ■ Señales requeridas
	Aumento transitorio en suministro	Incremento transitorio en producción	<ul style="list-style-type: none"> ■ Incremento posible en el gas enviado al mercado ■ Factibilidad según sector usuario
		Flexibilización normas de calidad (ej: mayor CO2)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Remuneración de la inversión
	Aire propanado	<ul style="list-style-type: none"> ■ Remuneración de la inversión ■ Tramos relevantes 	
Redundancia	Anillados	<ul style="list-style-type: none"> ■ Priorización de sectores (Decreto Abastecimiento) 	
Demanda	Medidas de restricción de demanda	Planes de priorización ante situaciones de emergencia	<ul style="list-style-type: none"> ■ Capacidad de sustitución inmediata (considerando en caso de térmicas e industria inventarios de líquidos) ■ Mecanismos de comunicación: señales
	Sustitución de combustibles	Sustitución de gas por líquidos / combustibles sólidos (transporte, generación eléctrica, industria)	

A ser desarrollado en próximo entregable

Otra de las propuestas es realizar un plan de emergencias, para asignación y priorización del uso ante situaciones de escasez del gas.

Específicamente respecto de la confiabilidad, se recomienda definir un criterio de confiabilidad para el sector regulado que pueda ser contemplado dentro de las inversiones del Distribuidor en el marco de la revisión tarifaria. Como criterio de confiabilidad propone, por ejemplo, incluir aquellas inversiones en activos que permitan atender el suministro del mercado regulado de ciudades de más de 1.000.000 de usuarios por un período de 3 días. También propone que se regule, para efectos del cargo por confiabilidad, la opción de respaldo de suministro de gas almacenado como respaldo para operar durante un tiempo determinado, en función de picos y plazos esperados en eventos críticos. Los criterios de confiabilidad propuestos son similares a los adoptados por la UPME para el Plan de Expansión de Gas.

3.2. “COSTOS DE RACIONAMIENTO DE ELECTRICIDAD Y GAS NATURAL”, UPME-UNIS (2004)

Para el caso de racionamientos de gas natural, los objetivos de este estudio fueron:

- Definir una metodología para la estimación de los costos unitarios de racionamiento de gas natural por tipo de cliente, y aplicarla para determinar los costos por región, sector económico y nivel de consumo.
- Elaborar la curva de costos mínimos de racionamiento del gas natural por niveles de racionamiento.

3.2.1 Metodología

El estudio se centra en la medición de los costos de racionamientos, tanto ‘no programados’ como ‘programados’, para diferentes momentos del día, duración y prolongación en el tiempo. Adicionalmente, el estudio considera la decisión del usuario del servicio de

comenzar a invertir en sustitutos. Este momento es considerado como el límite entre el corto plazo y el largo plazo. Es decir, el corto plazo termina cuando el usuario decide hacer inversiones importantes en sustitutos.

Sobre la base de encuestas a usuarios a nivel nacional, se normalizó la información de consumo de energía residencial, estratificada y regionalizada geográficamente. Los consumos e ingresos de electricidad, gas natural, GLP y otros combustibles se llevaron a valores mensuales. La normalización se efectuó utilizando los siguientes valores de conversión:

- Número de Btu por Kwh de electricidad = 3.412,1
- Número de Btu por M3 de gas natural = 35.315
- Número de Btu por Libra de GLP = 19.646
- Número de Kcal por Btu = 0,25
- Número de Kcal por Kg de carbón mineral o carbón de leña = 6.900
- Número de Btu por galón de Kerosene = 134.000
- Número de Btu por galón de Gasolina Blanca o Cosinol = 115.400

Los costos de racionamiento para el caso del gas natural se calcularon replicando el sistema de ecuaciones del caso de la electricidad, ya que en el corto plazo los efectos del racionamiento sobre la conducta y el bienestar del consumidor son equiparables en ambos mercados.

Se consideró que los racionamientos pueden clasificarse de acuerdo con las siguientes características, las cuales inciden de manera distinta en el costo para los consumidores:

- Tipos de racionamiento
- Duración de los cortes
- Frecuencia de los cortes
- Prolongación de los períodos de racionamiento.

Los tipos de racionamiento se clasificaron en 'no programados' y los 'programados'. Los racionamientos 'no programados' corresponden a cortes intempestivos y por lo tanto no son anunciados a los consumidores finales. Al ser sorpresivos, no permiten que los consumidores modifiquen sus hábitos de consumo, de modo que sus costos son generalmente elevados. La única manera de mitigarlos es con la adquisición de equipos de emergencia o a través de sustitutos ya disponibles. Los 'racionamientos programados' corresponden a cortes anunciados a los consumidores con antelación. Permiten un grado importante de reprogramación de las actividades normales de los consumidores y, por lo tanto, sus costos son inferiores a los de los racionamientos 'no programados'.

La duración de los racionamientos se estableció conforme al tamaño de intervalo continuo de tiempo en que el consumidor se ve privado del servicio. Puede variar desde unos pocos minutos (e incluso segundos) hasta varias horas. Dependiendo de las cargas que se interrumpan, el costo total del racionamiento para un cliente específico es creciente con la duración del mismo, aunque su costo unitario pueda decrecer.

La duración de los cortes depende del origen de los mismos. Por ejemplo, las salidas forzadas de infraestructura, generalmente conducen a racionamientos 'no programados' de duración reducida. Por el contrario, la escasez del combustible, la expansión lenta de la infraestructura comparada con el crecimiento de la demanda de los sistemas puede conducir generalmente a racionamientos prolongados.

La frecuencia del racionamiento tiene que ver con el número de cortes del servicio por unidad de tiempo (por ejemplo, por hora, día o semana) que experimenta el consumidor. La prolongación del período de racionamiento corresponde al horizonte de tiempo durante el cual se experimenta el racionamiento. Puede comprender desde unos pocos días hasta varios meses.

Ante racionamientos de larga duración, los consumidores pueden optar por hacer inversiones en equipamiento que permitan un mayor uso de energéticos sustitutos. El momento en el que se decide invertir, permite establecer el límite entre el corto y el largo plazo para cada uno de ellos. Como ya se ha mencionado, esta decisión depende de que el racionamiento tenga un alto impacto, lo cual se produce no sólo por la prolongación de la falla, sino porque las interrupciones -así sean aleatorias- causan traumatismo en los usos de la energía y daños o riesgos en los equipos.

Las decisiones de inversión del consumidor estarán restringidas tanto por su perfil de ingresos, como por sus preferencias y grado de aversión al riesgo, su valoración del futuro en comparación al presente y la formación de expectativas en cuanto a la duración del racionamiento.

Es difícil predecir las decisiones de los agentes en ambientes complejos, dinámicos e inciertos, como pueden ser los asociados a la inversión en equipamiento, llegando a resultados que a menudo contradicen la supuesta toma de decisiones racionales en cualquier ambiente. Resulta de mayor confiabilidad establecer el momento y la cuantía de las inversiones para el uso de sustitutos del bien racionado mediante la estimación los costos de racionamiento cuando se elimina el supuesto de perfecto ajuste y sustituibilidad de la demanda. Esto tendrá lugar después de haber ambientado al consumidor sobre el racionamiento y sus tipologías, reconocido su equipamiento y características socioeconómicas y haberle preguntado sobre su máxima disposición a pagar para evitar racionamientos de corta duración.

3.2.2 Residencial

Los costos de un racionamiento de gas natural para el consumidor final, corresponden a todos aquellos que se pueden asociar a la limitación impuesta a su consumo. El racionamiento puede deberse a cualquier causa y se manifiesta como un corte del suministro a los consumidores, durante un período de tiempo determinado. Esta limitación hace que los consumidores estén obligados a posponer, cancelar, o modificar las actividades que en condiciones normales, de no racionamiento, hubieran desarrollado. Estas modificaciones implican alteraciones que van desde los usos necesarios para el desarrollo normal de la vida diaria en los hogares, hasta la restricción de procesos de creación de valor y productivos en las firmas, con lo cual se experimentan diferentes pérdidas de bienestar. Estas pérdidas constituyen

la valoración monetaria que cada consumidor hace de las actividades que tiene que restringir o simplemente no llevar a cabo, por no poder emplear el gas natural que, en condiciones normales, hubiera planeado o deseado. En otras palabras, estas pérdidas constituyen su costo de oportunidad.

Los racionamientos no solamente implican costos para los consumidores finales, sino que también pueden comprometer costos para los Agentes económicos que operan en la cadena de actividades y que permiten el suministro y cuyos ingresos dependen de la energía generada y consumida por los usuarios finales.

Los cortes también pueden incluir impactos colectivos del consumidor del gas natural, ya que sus actividades de consumo y de producción se ven alteradas, implicando una cadena de costos, que en últimas, involucra a todos los agentes de la economía en mayor o menor medida. Desde el punto de vista de los sistemas de gas natural, estos costos se remiten a quienes determinan la demanda final, y cuyo valor representa la disponibilidad máxima a pagar por los consumidores para evitar un racionamiento. Este valor es vital no solo para la planificación de la expansión y de la operación de los sistemas de abastecimiento, sino también para la asignación del recurso cuando en efecto es necesario realizar cortes, mas considerando que no en todos los casos opera el mecanismo de precios como criterio de asignación de la escasez.

También son necesarios para posibilitar la introducción de mecanismos de mercado, en donde la demanda juegue un papel activo en la formación de precios.

La práctica de efectuar un ajuste ante las contingencias mediante racionamientos o restricción de las cantidades, y no mediante la señal de los precios, se debe a los siguientes factores: (i) en la definición de las tarifas suelen pesar consideraciones de equidad y solidaridad, (ii) las políticas redistributivas o de subsidios operan vía precios y estos se mantienen constantes por días o semanas, y (iii) los precios son rígidos debido a que son determinados institucionalmente (algunos elementos de la cadena son regulados y la demanda no es activa). Lo anterior se traduce en distorsiones de las decisiones de los consumidores, ya que estos precios no reflejan la escasez ni su dinámica o trayectoria.

En conclusión, los precios finales a los consumidores no pueden dar cuenta de las condiciones de mercado, ni tampoco de las posibles circunstancias de racionamiento. En consecuencia, es necesario buscar métodos para identificar la demanda, simular la situación de racionamiento y estimar los costos del mismo.

Adicionalmente, es preciso reconocer las características especiales de la demanda, la cual adquiere distintas valoraciones dependiendo del uso y del momento en que consume el recurso.

3.2.3 Industria y Comercio

El impacto de un racionamiento de gas natural para un establecimiento comercial o industrial es el mismo y, en términos cualitativos, resulta de comparar los flujos de caja para las siguientes dos situaciones: (i) situación **con** racionamiento y (ii) situación **sin** racionamiento.

Se considera que el Agente al cual se le realiza el corte es racional en el sentido económico, lo cual significa que en cada situación toma las decisiones a su alcance para optimizar su flujo de caja. Por ejemplo, en la situación de suministro normal del energético que se analiza, el comerciante o industrial hace uso de la electricidad o del gas, de tal manera que maximiza su utilidad, diferencia entre ingresos y egresos, expresada en términos monetarios.

Por el contrario, en la condición **con** racionamiento, el Agente minimiza las pérdidas y los sobrecostos y maximiza los ahorros ocasionados por el corte de gas, tomando las acciones que están a su alcance, como por ejemplo, adquiriendo equipos de emergencia, sustituyendo el energético racionado por energéticos alternativos disponibles, acomodando la jornada laboral, recuperando materias primas y productos en proceso (para industrias), entre otros.

El flujo de caja diferencial suministra los valores de los impactos asignables a una pérdida del suministro. Esto corresponde a un análisis del racionamiento, tal como lo establece la disciplina de la Evaluación de Proyectos.

Debido a que para los sectores comercial e industrial la construcción de los dos flujos de caja (**con** y **sin** racionamiento) no resulta práctica, la cuantificación de los impactos se realiza directamente analizando el flujo diferencial que se construye con la información proveniente, bien sea de las encuestas que se realicen en el sector comercial, o bien de las visitas técnicas que se hagan a los establecimientos industriales.

3.2.4 Generación eléctrica

El impacto de un racionamiento de gas natural para un generador termoeléctrico que utiliza este recurso como combustible principal, resulta de comparar los siguientes dos flujos de caja: (i) flujo de caja **con** racionamiento de gas y (ii) flujo de caja **sin** racionamiento de gas

Considera que el generador ha optimizado las decisiones, tanto en la condición **sin** racionamiento de gas como en la condición **con** racionamiento de gas. En otras palabras, en la condición **sin** racionamiento, se supone que el generador toma las decisiones que maximizan su flujo libre de caja dentro del entorno del mercado en que opera. En la condición **con** racionamiento, el generador minimiza las pérdidas y los sobrecostos ocasionados por el corte de gas, tomando las acciones que están a su alcance, como por ejemplo, generando con el combustible sustituto en caso de ser factible, reportando su indisponibilidad al CND para evitar las penalizaciones, y ajustando sus ofertas de precios a las nuevas condiciones.

Tal como establece la disciplina de la Evaluación de Proyectos, el flujo de caja diferencial suministra la información necesaria y suficiente para cuantificar los impactos asignables a una pérdida de suministro de gas.

Debe asumirse la misma demanda de electricidad, el mismo sistema de transmisión, los mismos niveles de precios de los bienes y servicios en la economía que no estén directamente comprometidos en el problema del corte de gas. Las implicaciones del racionamiento de gas dependerán de la magnitud de la generación que se pierda por el corte, de la duración misma del corte, de la frecuencia de los cortes y del balance oferta-demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En condiciones de excedentes de hidroelectricidad, el despacho

normal de plantas a gas probablemente será más reducido que en condiciones de escasez hidrológica y, por lo tanto, los impactos del corte de gas para los generadores que usan este combustible será diferente.

El costo unitario de racionamiento corresponde al cociente entre el valor presente neto de la pérdida (suma algebraica de pérdidas, sobrecostos y ahorros) y el valor presente del volumen de electricidad o gas racionado, ambos calculados con la tasa de descuento que se decida utilizar. Dicha tasa debe reflejar las condiciones del negocio sin el racionamiento.

3.2.5 Gas Natural Vehicular (GNV)

De acuerdo con el enfoque general, el impacto de un racionamiento de gas natural para un consumidor de gas del sector GNV se calcula por la comparación de los dos flujos de caja resultantes de las situaciones con y sin racionamiento de gas, considerando en ambos casos constantes todos los elementos exógenos al problema.

Igualmente, se supone que el consumidor de GNV es racional y que optimiza las decisiones en las dos situaciones. El flujo de caja diferencial involucra toda la información requerida para cuantificar los impactos asignables a una pérdida de suministro de gas.

Dentro de estos consumidores se distinguen dos tipos, los cuales se ven afectados de manera diferente por un racionamiento: (i) vehículos duales (GNV/gasolina) y vehículos bicomcombustible (gas/diesel), los cuales pueden operar con o sin la existencia del gas natural; y (ii) vehículos dedicados, los cuales no pueden operar cuando se les raciona el gas.

3.2.6 Riesgos de Racionamiento

El estudio identifica distintos orígenes del racionamiento de gas (producción, transporte y distribución), enumerando las potenciales causa y las consecuencias para cada elemento.

Tabla 8 - Producción. Fuente: UPME-UNIS (2004)

Eslabón	Causas de los déficit	Consecuencias
Producción	<p>No es frecuente. Solo en el caso de agotamiento prematuro de reservas, o fallas o accidentes en los campos productores.</p> <p>En países donde importan el combustible, los cortes pueden deberse a dificultades en las relaciones entre el país comprador y el vendedor.</p>	<p>Auto racionamientos de consumidores con facilidades de uso de sustitutos</p> <p>Cortes para segmentos de consumidores</p>

Tabla 9 - Transporte. Fuente: UPME-UNIS (2004)

Transporte	Fenómenos naturales como terremotos, huracanes, tornados y crecientes de ríos.	Cortes aguas abajo que pueden anunciarse con algún tiempo de antelación, dependiendo de la capacidad de almacenamiento del gasoducto. Generalmente los sistemas de transporte de gas son radiales
	Deslizamientos en el corredor de los gasoductos (zonas geológicamente inestables)	Ídem fenómenos naturales
	Accidentes debidos a escapes que pueden provocar incendios y explosiones	Ídem fenómenos naturales
	Insuficiencia de la capacidad de transporte	Cortes a las horas de máxima demanda
	Atentados terroristas	Ídem fenómenos naturales

Tabla 10 - Distribución. Fuente: UPME-UNIS (2004)

Distribución	Mantenimientos preventivos	Cortes programados de corta duración en horas de baja demanda
	Fallas en estaciones "city gate" o red de gasoductos	Cortes que pueden ser anunciado dependiendo del sitio de ocurrencia
	Accidentes en la extensión o reparación de redes de otros servicios públicos como acueductos, alcantarillados y teléfonos	Cortes no programados

3.2.7 Curvas de racionamiento

Para agregar las curvas de costos de racionamiento de energía, el procedimiento consistió en construir las curvas individuales de cada sector de consumo en cada subsistema o región, partiendo de los costos índices calculados para cada sector. Se trata entonces de obtener una función en cuyas abscisas esté expresado el porcentaje de la demanda de energía racionada y en las ordenadas los costos promedios (o marginales) óptimos correspondientes.

El procedimiento de cálculo de las curvas de costos agregados de racionamiento de gas natural (volumen y de capacidad) es equivalente al desarrollado para electricidad. Consiste en minimizar los costos de los racionamientos para los consumidores afectados, teniendo en cuenta particularidades propias del suministro de gas.

3.2.8 Resultados

Respecto de los resultados del estudio, cabe destacar lo siguiente:

- Existen 17 actividades industriales que representan el 90.2% de la demanda de gas del sector industrial.
- Junto con otras actividades representativas del sector eléctrico, se definieron 39 industrias que se convirtieron en el objeto de las visitas técnicas realizadas dentro del estudio, que representan el 86,2% del valor agregado del sector industrial nacional, y el 97.5% del valor acumulado del consumo energético sectorial de gas.
- Aunque el estudio dispone de una base datos amplia de usuarios industriales y se identifican algunos procesos de uso particulares, la base no está desagregada por actividades específicas que pudiera ayudar a clasificar la demanda a atender con diferentes opciones tecnológicas.
- En reunión con la UPME, se informó por parte de esta entidad que se espera en el presente año contratar una actualización de los costos de este estudio, con lo cual se tendrían valores actualizados para su potencial aplicación en las disposiciones regulatorias.
- Las metodologías de racionamiento de gas aplicadas son exactamente las mismas que los desarrollos de racionamiento de electricidad. Sin embargo, dado el mayor conocimiento que se tiene de la evolución y comportamiento del sector eléctrico, debería realizarse una evaluación más particularizada del sector de gas.
- El análisis del impacto de racionamiento de GNV fue marginal. Considerando la evolución de la masificación del GNV y el impacto en la asignación de racionamiento, deberá hacerse un mayor énfasis en las consecuencias y valoraciones de la escasez en este uso del gas.

3.3. “PLAN DE ABASTECIMIENTO DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL”, UPME (2009)

Conforme a lo anticipado en la Sección 2.3.1 del presente informe, el Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural es elaborado por la UPME 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. El Plan abarca un período de 10 años (2009-2018) y se enmarca en el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

Al momento de la elaboración de este informe, sólo se encuentra disponible el documento preliminar de octubre de 2009, que está siendo actualizado por la UPME. Dicho documento se desarrolla en siete capítulos, a saber:

- Capítulo 1: plantea la metodología utilizada para la elaboración del Plan.
- Capítulo 2: señala los criterios que se definieron para la elaboración del Plan.
- Capítulo 3: presenta la información utilizada para la elaboración del Plan, incluyendo 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.
- Capítulo 4: 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.
- Capítulo 5: describe las diferentes alternativas de abastecimiento y propone los proyectos de ampliación en suministro y transporte con sus respectivos costos y fechas de entrada en operación.
- Capítulo 6: presenta la aplicación del criterio de decisión de la mejor alternativa de abastecimiento para el país.
- Capítulo 7: establece una propuesta de Reglamento del Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural.

El Plan parte de los crecimientos de demanda y su balance con la oferta, determinando escenarios de solución de abastecimiento de la demanda. Una vez definidos los escenarios de demanda, se analiza el comportamiento de las reservas y del factor R/P para las diferentes proyecciones de demanda y se hace un balance entre la oferta y la demanda, para así determinar si se requiere de abastecimientos adicionales de gas natural dentro del horizonte de planeación. Adicionalmente, se identifican las semanas de máximo consumo, para simular posteriormente el comportamiento del sistema de transporte para estos períodos.

Definidos los escenarios de oferta, se analiza el sistema de transporte y se identifican las expansiones requeridas. Las expansiones están referidas a nuevos gasoductos, 'loops' y estaciones de compresión, condicionadas a su factibilidad técnica, económica, ambiental y social. Antes varias alternativas, se selecciona la de menor costo o pérdida en el peor escenario.

Se utilizaron los siguientes criterios de seguridad de abastecimiento y confiabilidad:

- Durante todo el periodo de planificación se debe garantizar el suministro para el 100% de los sistemas de compresión, usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales.
 - En ningún año del periodo de planificación se permitirá un déficit de suministro que supere el 2% de la demanda promedio mensual para el escenario alto.
 - Se debe contar con la infraestructura necesaria para atender el 100% de la demanda regulada en ciudades (o grupos de ciudades /mercados geográficos) con
-

un número de usuarios superior a un millón, ante eventos de interrupción de hasta 3 días en el suministro, con una periodicidad de tres veces al año.

- La exportación de gas se podrá efectuar siempre que el factor R/P, calculado como la sumatoria de todas las reservas probadas de gas natural sobre la demanda de cada año, sea superior a siete años.

3.3.1 Demanda

- Se calcula, en el escenario base, que los requerimientos internos de gas natural en los próximos 10 años se incrementarán el 41.5%, superando los 1.000 MPCD, desde el 2017.
- Para este escenario se estima que la demanda crecerá a una tasa media anual de 3,5% hasta el 2018, al pasar de 716 MPCD en 2008 a 1.014 en el 2018, que corresponde a factores tales como el crecimiento de la población, el aporte del sector industrial en la economía y el proceso de sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte.
- El escenario de demanda alta presenta necesidades de gas natural que aumentarán el 68.8%, al pasar de 716 MPCD en 2008 a 1,210 MPCD en el 2018, lo cual equivale a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,4% en todo el horizonte de estudio.
- Considerando el Sistema Interconectado Nacional de electricidad y las demandas del sistema de gas del interior, se tiene un aumento del 43.7% en la demanda global del escenario base durante los 10 años estudiados, por lo que se esperan repercusiones importantes en la infraestructura requerida para movilizar el gas natural, principalmente hacia los nodos Bolívar, G. Barranquilla del Sistema Costa, y Barrancabermeja, Cagua, Termocentro y Termosierra del Sistema del Interior.

3.3.2 Oferta

- En el año 2008, periodo de mayor producción de los últimos 10 años, la oferta de gas natural se incrementó 18% respecto a 2007, al pasar de 744 MPCD a 875 MPCD, con una tasa de crecimiento promedio anual en los últimos 10 años del 3.8%.
 - A mayo de 2009, el país contaba con una capacidad de producción de 963 MPCD, excluyendo los campos no interconectados, la cual se ha incrementado en 10.1% respecto del promedio diario anual de 2008.
 - Sin embargo, se estima que dicha capacidad disminuirá hasta 641 MPCD en el año 2018, debido a la declinación natural de los campos productores y considerando únicamente la oferta actual y las reservas remanentes a diciembre de 2008. Lo anterior equivale a una disminución de 4,4% promedio anual, en el periodo evaluado.
 - La oferta del interior depende de las expansiones de plantas de tratamiento que se esperan sean de 340 MMPCD.
-

3.3.3 Sistema Nacional de Transporte

Existen planes de expansión en curso, definidos por las empresas de transporte, por cerca de 700 MUSD de inversión:

- TGI ha propuesto la construcción de un Centro de Distribución (HUB) de gas en Vasconia y dos proyectos de expansión de los gasoductos que reciben el gas desde La Guajira y Cusiana.
 - Estaciones compresora en Gasoducto Ballenas-Barranca: 70 MMPCD para un total de 260 MPCD, en el 2010.
 - El proyecto de expansión del gasoducto a Cusiana, para aumentar la capacidad de transporte en 180 MPCD, pasando de una capacidad actual de 210 MPCD a una capacidad de 390 MPCD.
 - El Centro de Distribución de gas (HUB) en Vasconia consiste en un arreglo de tuberías, válvulas, equipos y accesorios que permiten el recibo, filtración, medición, regulación, distribución y entrega de gas de Cusiana, Ballena y del Alto Magdalena al sistema de transporte.
- TRANSORIENTE ha proyectado la entrada en operación del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga con una capacidad de 45 MPCD en diciembre de 2010. Dependiendo de la producción del campo Gibraltar, se podrá ampliar la capacidad del gasoducto en el rango de 60 a 100 MPCD hacia el año 2012, mediante la instalación de un sistema de compresión en la ciudad de Bucaramanga.
- PROGASUR plantea tres proyectos que ampliarán su capacidad en 9,23 MPCD con el gasoducto Popayán-Cali, Sardinata-Cúcuta y compresión en Guandó-Fusagasuga, entre el año 2010 y 2011.
- TRANSGASTOL plantea para el año 2014, para los sistemas de transporte Buenos Aires-Ibagué y Chicoral-Flandes, la construcción e instalación de 2 sistemas de compresión, de 6 MMPC cada uno.
- TRANSCOGAS plantea ampliar mediante compresión la capacidad de transporte hasta 220 MPCD de gas, para atender la demanda de la Sabana de Bogotá y la zona Cundiboyacense.

3.3.4 Abastecimiento de gas

- Al 31 de diciembre de 2008, las reservas totales de gas natural ascendían a 6,38 Tera Píes Cúbicos (TPC), de las cuales 4,38 TPC correspondían a la categoría de reservas probadas disponibles para su uso y 2 TPC a la de reservas no probadas.
 - Se espera que al finalizar el horizonte de estudio (2018), en el escenario base se dispondría de 0,88 TPC, es decir se consumirían 3,15 TPC en 10 años, mientras que en escenario alto, el volumen aprovechable restante sería de 0,48 TPC con un consumo de 3,53 TPC, un 12,1% más que lo requerido en el escenario base.
 - El factor R/P proyectado con base en las reservas probadas, indica que en el 2018 este se reduce a un nivel de 2,3 años en el escenario base y a 1,1 años en el
-

escenario alto, durante el mismo periodo. Existiría factibilidad de continuar con las exportaciones hasta por dos años más dependiendo del escenario que se esté analizando.

- El año 2013 sería la fecha límite para que se incorpore oferta adicional a partir de nuevos descubrimientos; de lo contrario, ésta sería la fecha límite desde el punto de vista del factor R/P para tomar la decisión de un proyecto de importación por regasificación. Sin embargo, este criterio no es suficiente para la toma de decisión, ya que se debería realizar un análisis del balance oferta-demanda a la luz de la capacidad real de producción de los campos.

3.3.5 Balance

- Los resultados indican una situación de autoabastecimiento hasta finalizar el año 2014 considerando la demanda base. A partir de esta fecha surge un déficit, por lo cual es necesario buscar una solución para incrementar la disponibilidad de gas natural de manera creciente hasta alcanzar los 450 MPCD al finalizar 2018.
 - Considerando el escenario de demanda alto, la situación de abastecimiento se mantiene hasta finales del año 2012, y posteriormente se requiere de un aumento de la disponibilidad de gas natural para suplir sus necesidades que se acercan a 670 MPCD al finalizar el 2018. Así mismo, en este escenario se presentan déficits temporales hasta mediados del 2010.
 - El balance oferta-demanda en la Costa indica que el gas natural disponible en la región es suficiente para atender la demanda de la misma bajo el escenario base durante todo el horizonte de planeación. Sin embargo, agregando las exportaciones a Venezuela y las transferencias de 260 MPCD de gas que requiere el Interior, la disponibilidad en la Costa se reduce y solo permite suficiencia para atender los requerimientos del escenario base hasta diciembre de 2015 y las necesidades del escenario alto hasta diciembre de 2014.
 - El desbalance de gas que se presenta con cualquiera de los escenarios de demanda sugiere la necesidad de incorporar nuevo suministro de manera paulatina hasta llegar a los 260 MPCD en el 2018 para atender los requerimientos de demanda base, y de 380 MPCD en el escenario alto.
 - En el sistema del Interior, el balance es satisfactorio hasta diciembre de 2012 bajo el escenario base de demanda y hasta enero del mismo año considerando el escenario alto.
 - Asumiendo importaciones desde la Costa equivalentes a la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja, el aporte de los campos interconectados al SNT del Interior, así como la situación de excedentes o faltantes, los resultados indican que la demanda de gas natural se atendería de forma ajustada en el escenario base, por lo menos hasta la entrada en operación de la ampliación del gasoducto Ballena-Barrancabermeja prevista para el segundo trimestre del 2010.
 - Sin embargo, es posible disponer de capacidad de transporte adicional a los 190 MPCD, sin posibilidad de respaldo a partir de marzo de 2010 y en firme a partir de
-

junio del mismo año. Bajo estas consideraciones es posible manejar los picos de demanda del interior con la mayor oferta proveniente de la Costa en forma interrumpible durante segundo trimestre del 2010.

- En cuanto a la demanda del escenario alto, el balance presenta una situación mucho más ajustada aún con el inicio de producción del campo Gibraltar previsto para diciembre de 2010. Esto implica una alta vulnerabilidad de atención de la demanda ante cualquier evento.
- En el mediano plazo la oferta interna resulta insuficiente para atender la demanda proyectada. Se requiere el incremento de la disponibilidad de gas natural de manera progresiva hasta alcanzar los 190 MPCD al finalizar 2018, bajo consideraciones del escenario base. En el escenario de demanda alto, el déficit se presenta desde enero de 2012, por lo cual se debe buscar el mecanismo para aumentar la disponibilidad de gas que robustezca el sistema total de oferta desde, el cual debe ser dinámico hasta llegar a los 290 MPCD al finalizar el año 2018.
- Con el escenario de sensibilidad del sector eléctrico, se indica que los requerimientos adicionales de gas natural en el periodo 2013 y diciembre de 2018, tendrían que ubicarse entre los 200 y 320 MPCD (260 MPCD en promedio), es decir de 60 MPCD más que el promedio del escenario alto, durante el mismo ciclo de proyección.

3.3.6 Disponibilidad de gas respecto a la contratación.

- Para cumplir con los contratos actuales se requiere el total de la capacidad de producción de los campos existentes, y existe incertidumbre en relación con el respaldo físico para nuevas demandas.
 - De acuerdo al análisis del Plan, se está induciendo desde la oferta a que se transmita al mercado una señal de escasez del energético en el mediano plazo, lo cual no corresponde con la disponibilidad de gas reportada por los Productores para el periodo de análisis.
 - En estas condiciones, la contratación en firme permitirá atender el escenario de demanda alto hasta 2010 y el de demanda base hasta mediados del mismo año, siempre que no existan variaciones importantes en la demanda sector termoeléctrico. De igual forma, se puede deducir que la demanda esperada de gas natural, es inferior a la disponibilidad nacional de gas natural en el periodo 2009 – 2013, pero sin contratos en firme desde el 2010.
 - Los cálculos indican que durante 2009 la demanda esperada en el escenario base será aproximadamente el 94% de la disponibilidad de gas, y el 81% de la contratación en firme de suministro, situación que se prolonga por un año más y, a partir del 2011, la contratación en firme es inferior a la disponibilidad de gas, con lo cual se está enviando una señal de sobreoferta para los Productores, que puede no viabilizar nuevas expansiones en la oferta de gas para el periodo 2013 – 2018.
 - De acuerdo al análisis existe disponibilidad física más no contractual y hasta que no se introduzca al mercado el gas proveniente de nuevos campos, expansiones o
-

importaciones, la situación contractual reflejará una condición en la que no se logrará la firmeza de esas cantidades. Algunos sectores de consumo dependerán de la contratación interrumpible para satisfacer sus necesidades de suministro.

- Las recomendaciones para la disponibilidad de la oferta se concentran en medidas de ajuste contractual en la ANH.

3.3.7 Alternativas

- Por razones de confiabilidad, las estrategias están enfocadas a suplir los requerimientos de la demanda en el escenario de alto, tratando de minimizar el riesgo de déficit del escenario esperado.
- Según todos los análisis, la alternativa de abastecimiento más viable para el caso colombiano, corresponde a la importación vía gasoducto desde Venezuela, y/o en caso contrario las importaciones de GNL, mediante la construcción de una planta de regasificación.
- Existe un convenio entre ECOPETROL, CHEVRON y PDVSA que contempla las importaciones desde el vecino país a partir del 2012, inicialmente con 39 MPCD, que se incrementarán a 150 MPCD entre el 2016 y el 2027.
- Los escenarios, sin embargo, no incluyen esta posibilidad, dado el retraso en las inversiones de PDVSA en los planes de inversión y desarrollo de sus reservas de gas.
- En cuanto a las importaciones de GNL, se suponen dos casos de análisis. El primero considera la instalación de una planta de regasificación en la Guajira, y en el segundo con una planta instalada en Buenaventura.
- En cuanto a la oferta en el Interior, se tienen en cuenta 140 MPCD, ya que los 70 MPC adicionales se destinarán para reinyección. Adicionalmente, según se reporta, los hidrocarburos producidos en el campo Cupiagua en condiciones originales de yacimiento se encuentra en un estado monofásico que bajo ciertas condiciones de presión y temperatura se separa en dos fases, proceso al que se le conoce como condensación retrógrada y que causa reducción de la productividad en los pozos, disminución del gas disponible para ventas y presencia de condensados en los pozos que bloquean la producción de gas.
- Para la expansión en transporte se consideró para nuevos gasoductos:

Referencia para los Gasoductos (USD Dic2008):			
Loop Ballena - Barrancabermeja (18" y 578 Km)	238.604.510		
Loop Barrancabermeja - Vasconia (18" y 168,78 Km)			64.267.849
Gasoducto Buenaventura - Cali (24" y 123 Km)	102.473.191		
Gasoducto Buenaventura - Cali (22" y 123 Km)	93.933.758		
Loop Cali - Mariquita (18" y 312,24 Km)	195.098.958		
Loop Mariquita - Vasconia (18" y 123 Km)		42.397.595	
Loop Cusiana - Apiay - Usme (16"y 268,4 Km)			114.145.360

- Para compresión, el costo oscila alrededor de los USD 1.600 /HP.

- Plantas de Regasificación: El costo unitario de una planta de regasificación en Colombia es de aproximadamente 70.8 USD/m³/día y fue calculado como el promedio ponderado de los costos unitarios asociados a las plantas de regasificación de Quintero, Mejillones, Pecém y Bahía Guanabara. De esta forma, una planta de regasificación de 300 MPCD tendría un costo de USD 602 millones, mientras que una planta con capacidad de 450 MPCD valdría USD 902 millones.
- Se establecieron los siguientes escenarios de abastecimiento:

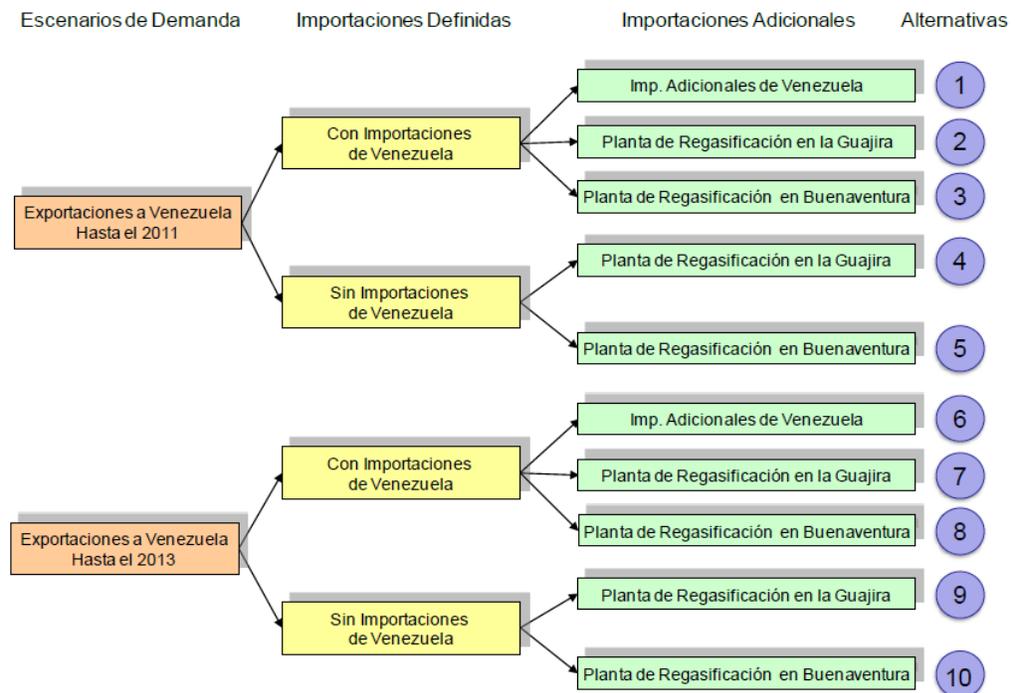


Fig. 3 - Escenarios de Abastecimiento. Fuente: UPME (2009)

- La entrada en operación de una planta de regasificación en el año 2016, ubicada en la Guajira, con una capacidad de 300 MPCD, supone no solo la atención de la demanda, sino la optimización del uso de la infraestructura existente. En este escenario se requiere toda la expansión supuesta y cumplimiento de importaciones contractuales desde Venezuela.
- Así mismo, en este caso se generarán excedentes de gas en la región, que podrán ser transportados al Interior, con lo cual será necesario aumentar la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja a 330 MPCD en enero de 2017, para robustecer la disponibilidad de gas y suplir la demanda de dicha región.
- Una alternativa con criterios de confiabilidad de diversificación, es que el déficit de la región nuevamente se manifiesta en enero de 2016, lo que supone la construcción de una planta de regasificación ubicada en el puerto de Buenaventura, con una

capacidad de 300 MPCD, que inicialmente tendría bajos valores de utilización con aproximadamente 100 MPCD durante el 2016 que se incrementaría a 220 MPCD durante el 2017 y a 300 MPCD en el 2018.

- Además de cumplir las condiciones de expansión adicionales e importar gas de Venezuela, se requiere la construcción de un nuevo gasoducto entre Buenaventura y Cali con una capacidad mínima de 300 MPCD, el incremento de la capacidad del gasoducto Mariquita-Cali de 168 MPCD a 200 MPCD, y la operación en contraflujo de los segmentos Mariquita-Cali y Mariquita-Vasconia.
 - La planta de Regasificación en la Guajira (con una capacidad de 450 MPCD), si no se cuenta con importaciones de gas proveniente de Venezuela y bajo el supuesto de ausencia de nuevos campos productores, debe iniciar operación en 2015. Sin embargo, por los tiempos requeridos para el desarrollo y puesta en marcha de un proyecto de tal magnitud, se estima que dicha planta solo estaría disponible a partir del 2016 suponiendo que la decisión se tomara en el 2010. Ello implica la reducción de los volúmenes gas hacia el Interior a un máximo de 160 MPCD durante todo el 2015, para que de esta forma, la Costa Atlántica pueda mantener abastecimiento pleno. Aun así, en enero de 2017 se requiere la ampliación la capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja a 330 MPCD, con el fin de seguir suministrando gas al Interior del país.
 - Planta de Regasificación Buenaventura: sin importaciones desde Venezuela, la oferta de los campos de la Costa es suficiente para suplir la demanda de la región y aportará al interior del país una cantidad igual a la máxima capacidad del gasoducto Ballena-Barrancabermeja hasta diciembre de 2013. Dado el supuesto de no importaciones de Venezuela, es necesaria la reducción paulatina de los volúmenes despachados hacia el Interior empezando en enero de 2014 con una disminución de 30 MPCD, que luego asciende a 100 MPCD es decir un transporte de 160 MPCD y a partir de enero de 2015 la cantidad de gas enviada hacia el Interior llega a 25 MPCD para que la demanda de la Costa pueda ser atendida plenamente.
 - En este caso, en enero de 2017 se requiere invertir el flujo a través del gasoducto Ballena-Barrancabermeja para que la Costa reciba del Interior 100 MPCD, que se incrementarán a 130 MPCD en enero de 2018. Esta opción precisa de inversiones para que el gasoducto Ballena-Barrancabermeja pueda operar en contra flujo a partir enero de 2017.
 - En este escenario, el balance de la región muestra déficit de gas a partir de febrero de 2016. Se supuso la construcción de una planta de regasificación ubicada en Buenaventura con una capacidad de 450 MPCD, iniciado operación en 2015. Pero tomando en cuenta los tiempos requeridos para el desarrollo y puesta en operación de un proyecto de estas características, se considera que la planta estaría disponible a partir del 2016 asumiendo como fecha límite para la toma de decisión de ejecución del proyecto el año 2010. Requiere en todo caso la construcción de infraestructura de transporte adicional.
-

- Los demás escenarios son más críticos, porque consideran incremento de las exportaciones a Venezuela hasta el año 2013.

3.3.8 Resultados

- Si se confía y asume que las entregas contractuales de gas venezolano a Colombia se dan en las fechas establecidas, el resultado presenta como óptima a la planta de regasificación en la Guajira con una capacidad de 300 MPCD.
- Bajo un escenario en el que no se cuente con entregas de gas de Venezuela, la aplicación del criterio muestra que la alternativa óptima corresponde a la construcción de una planta de regasificación en Buenaventura con una capacidad de 450 MPCD y demás obras asociadas. La ejecución de esta alternativa contrarrestaría las consecuencias desde el punto de vista de abastecimiento, de depender de las importaciones de gas de Venezuela o no contar con estas en el momento en que se requieran. Adicionalmente, con la diversificación de los puntos de oferta se aportaría confiabilidad al sistema pues le permite responder más eficazmente a condiciones críticas de operación.
- En cuanto a su capacidad, la planta de regasificación de 450 MPCD se presenta como una solución postergando el periodo de análisis. Se recomienda la construcción de una planta de regasificación de 300 MPCD con capacidad de ampliación hasta 450 MPCD, cubriéndose de esta manera el riesgo.
- Teniendo en cuenta el nivel de confiabilidad para la disponibilidad de gas que ofrece la planta de regasificación, su remuneración es un tema que debe estudiarse detalladamente desde el punto de vista regulatorio. No obstante, parecería conveniente que dicha remuneración fuera asumida por la totalidad de los usuarios de gas de manera ponderada según su necesidad.
- El análisis preliminar de la disponibilidad de GNL en las Costas colombianas sugiere que la ubicación óptima para una planta de regasificación es la Costa Atlántica, con precios totales de aproximadamente 9USD/MBtu respecto a 12 USD/MBtu del Pacífico. Se identificó y valoró Riohacha como el sitio mayor puntuado para su desarrollo.

3.3.9 Conclusiones adicionales

- A pesar de análisis previos contrarios, en este Plan se propone usar plantas de 'peak shaving' para manejo de periodos críticos, aunque se cuestiona su viabilidad económica.
 - Una planta con un volumen de GNL a disponer en almacenamiento para asegurar el suministro de la ciudad de Bogotá y los Municipios de Soacha y Sibaté en caso de eventos de restricción, fue estimado en 30.000 m³, con base en el consumo equivalente de gas natural en la ciudad de Bogotá y los municipios mencionados durante el tiempo medio de reparación de incidencias ocurridas en el sistema de aprovisionamiento y teniendo en cuenta una proyección estimada de consumos hacia el año 2020.
-

- La Planta de Almacenamiento con una capacidad de 30.000 m³ de GNL, podrá almacenar en una proporción de 600:1 (1 m³ de GNL vaporiza 600 m³), aproximadamente 18 millones de metros cúbicos de gas natural, lo que permite tener un suministro suficiente para abastecer durante 4 días la totalidad de la demanda de la ciudad.
- Una vez fijado el tanque de almacenamiento, se define que el número máximo de incidencias anuales sea igual a 3, de manera que el modo de operación de la instalación será intermitente con un periodo inicial de funcionamiento de 109 días en el que se llenaría el tanque a razón de 275 m³ de GNL / día.
- Los eventos reportados en esta región se pueden ver en la tabla siguiente.

Tabla 11 – Eventos reportados. Fuente: UPME (2009)

PROBLEMA	FECHA	DURACIÓN (No. Horas)	OBSERVACIONES
Daño en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	31-may-99	72	Afectados de todos los mercados
Reparación en Briceño	06-08 Ene. 2001	70	
Rotura en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	27-29 Dic. 2001	64	Se afecta GNV
Daño en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	22-26 Nov. 2002	68	Se afecta GNV y no regulado
Daño en el gasoducto Barrancabermeja – Cogua	14-16 Jul. 2003	40	
Daño en el gasoducto Cusiana – Cogua	17-18 May. 2006	26	Se afecta GNV y no regulado y 70 % residencial
Problemas de empaquetamiento red transporte TGI	19-20 Oct. 2007	24	Se afecta GNV
Corte de suministro City Gate – Cogua	29-31 Dic. 2007	48	GNV y parte del no Regulado
Rotura de la tubería a la altura de Miraflores, sobre el tramo Cusiana – La Belleza	30 Jun. – 01 Jul. 2008	24	GNV y parte del no Regulado

- Se reporta una necesidad de inversión de 180 MUSD y un periodo de desarrollo de más de cuatro (4) años.

3.3.10 Regulación Propuesta para criterios de Confiabilidad

- El Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia que se adopte, deberá corresponder a la alternativa de mínimo costo, incluyendo: costos de inversión, operación y mantenimiento de los proyectos considerados, y costos del gas natural no suministrado.
- Con este fin, se aplicará el método de ‘minimax regret’ para la evaluación de las diferentes alternativas consideradas, a partir de la construcción de una matriz de

decisión y una matriz de pérdidas que reflejen los costos y desviaciones de costos de planes alternativos.

- Para la evaluación de la confiabilidad del suministro y transporte de gas natural de los planes alternativos de expansión se usarán métodos probabilísticos.
- Para el análisis de confiabilidad del suministro por métodos probabilísticos, el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Volumen (VERV), en cada uno de los nodos donde existe demanda y para cada uno de los años del período de proyección, sea inferior al 2.5%.
- Para el análisis de confiabilidad del Sistema Nacional de Transporte por métodos probabilísticos, el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Capacidad (VERC), en cada uno de los nodos donde existe demanda y para cada uno de los años del período de proyección, sea inferior al 2.5%.
- El Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural de Referencia que se adopte, deberá considerar la infraestructura necesaria para atender el 100 % de la demanda regulada en ciudades cuyo consumo sea superior a 150 MPCD, ante eventos de interrupción de hasta 5 días en el suministro, o en el transporte.

3.3.11 Comentarios

- El Plan es muy claro en considerar la oferta viable, descartando Venezuela y limitando la oferta de Cupiagua a 140 MPCD.
 - Es igualmente claro en definir que existirán déficits tanto físicos como contractuales en la oferta.
 - Concluye con los requerimientos de desarrollar una planta de regasificación y, aunque no es totalmente determinante el análisis, recomienda su ubicación en Riohacha.
 - El Plan parece recomendar la inclusión de una planta de 'peak shaving' y, aunque se costea, su inversión no hace parte de los costos de las alternativas para evaluación. Lo que sugiere es que se debería financiar contractualmente con contratos de confiabilidad.
 - Se definen criterios de confiabilidad y se proponen algunos criterios adicionales para ser regulados y aplicados a futuro.
 - Cabe destacar que los criterios de confiabilidad definidos por la UPME se extienden al concepto de seguridad de abastecimiento, conforme a lo definido en la Sección 1 del presente informe.
 - En la reunión mantenida por el Consultor con la UPME, se informó que se espera en el presente año contar con la versión actualizada de este estudio, con lo cual se tendrían criterios de confiabilidad actualizados, así como escenarios de demanda y oferta diferentes a los contenidos y publicados en esta versión. También estarían incorporadas las experiencias derivadas del actual racionamiento de gas y del periodo climático de 'El Niño' y su impacto en el uso del gas.
-

4. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS DE RESTRICCIÓN DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL

4.1. SITUACIÓN DE CONFIABILIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL

Si bien el marco legal de los servicios públicos y la regulación han tratado el tema de la continuidad del servicio, se debe profundizar en las herramientas que tienen los distribuidores-comercializadores para lograrla, lo cual debe incluir la posibilidad de construir nueva infraestructura en los casos que se requiera para garantizar confiabilidad.

4.1.1 Descripción del sistema de gas natural de Colombia

a) Elementos contractuales y reglamentarios de la confiabilidad en Colombia

Un aspecto que no puede ser dejado de lado en ningún caso cuando se analiza este tipo de problemática, es el relacionado con los contratos de suministro y los contratos de transporte.

El elemento de disponibilidad del gas en el momento que se necesita es fundamental. De hecho, de poco sirve tener de varias vías de acceso a un mercado, si fallando una o varias de ellas, por las vías alternas no se dispone de gas para utilizar en el momento que se necesita, bien sea por que físicamente no se dispone de él, o bien sea porque contractualmente dicho gas ya está comprometido con otro consumidor. En este último caso es cuando el Estado interviene con Decretos de Emergencia para redistribuir el reducido recurso disponible, lo cual es un último recurso, doloroso pero necesario.

Sin embargo el recurrir a este tipo de procedimientos es costoso para los afectados y para el mercado, y resta credibilidad al sistema contractual, en la medida en que convierte de un plumazo los contratos firmes en contratos interrumpibles, aportando un elemento de incertidumbre y de irresponsabilidad al mercado. Por ello toda solución de garantía de continuidad debe contemplar estas situaciones para evitarlas a toda costa, y que la solución propuesta promueva y garantice y se asegure desde el punto de vista económico, que quién recibe firmeza y garantía de continuidad del sistema debe estar en disposición de pagar por ella, independientemente de cuál sea la solución que se adopte en un caso determinado.

Por ello es importante que las soluciones que se adopten sean integrales, pues si no se corre el riesgo de solucionar solo una o varias partes del problema, dejando otras sin resolver.

En el caso del mercado colombiano, se tiene que el mercado (la demanda) ha ido creciendo de manera muy exitosa en los últimos años, pero la capacidad de atender esta demanda no ha crecido al mismo ritmo, tanto a nivel de la producción como del transporte. Así

buen parte del crecimiento de la demanda se ha cubierto con gas interrumpible procedente de los contratos de compra de gas y de transporte de las plantas de generación eléctricas.

Esta característica del mercado, tiene el grave problema que cuando las plantas eléctricas despachan masivamente, utilizan su gas contratado, y aquellos usuarios que tienen gas con contratos interrumpibles, se quedan sin gas, especialmente el gas vehicular y la industria, pero también en los usuarios domésticos y comerciales.

b) Problemática colombiana que afecta la confiabilidad. Causas.

El problema que pueden tener las empresas de distribución local y en general los comercializadores, en lo que se refiere al suministro de gas, está centrado en los siguientes puntos. Estas empresas sufren cuatro tipos de situaciones de tipo general que las afectan, y una de carácter particular.

- La relacionada con el manejo de demandas pico durante la curva de carga diaria que ellas tienen.
- La relacionada con interrupciones temporales del servicio, planeadas o no, por parte del transportador o del productor.
- La relacionada con situaciones estacionales, durante veranos muy fuertes que afectan la disponibilidad de gas en el mercado, dado que la demanda agregada es mayor que la oferta. Esto ocurre porque los usuarios térmicos que cuentan con contratos en firme que utilizan poco, son requeridos por necesidades del mercado eléctrico y por lo tanto incrementan la demanda. En condiciones normales el gas de estos usuarios se vende a través de mercados secundarios con contratos interrumpibles.
- Lo anterior lleva al último aspecto a ser considerado, el cual es el relacionado con los contratos interrumpibles que se han firmado para ser llevados a usuarios que no pueden ser interrumpidos por sus características. Esto lleva a situaciones sin salida como en el último El Niño (Verano 2009 / 2010).
- Por otro lado existe un problema que por ahora no ha sido considerado en las discusiones, y es la alta dependencia del mercado colombiano de una sola fuente de suministro, el gas de La Guajira, el cual suministra alrededor del 65% del gas que se consume en la actualidad, aunque progresivamente se irá reduciendo su participación.

Esta dependencia, representa un riesgo, que afortunadamente nunca se ha materializado, pero que representa una amenaza para la confiabilidad del servicio, para la cual se deben considerar alternativas.

En todos los casos, se trata de problemáticas que no están necesariamente relacionadas entre sí y que tomadas individualmente requieren de soluciones separadas, pero que si se miran en conjunto quizás pueden tener sinergias que conduzcan a soluciones integradas.

En unos casos sería suficiente colocar plantas “peak shaving” o de aire propanado (GNS) que cubran deficiencias temporales de producción y transporte, en otros se requiere de capacidades mucho mayores de suministro durante periodos más largos.

En otros casos, se requeriría reorganizar el sistema de contratos, prohibiendo que el gas contratado para cierto tipo de usuarios sea contratado mediante contratos interrumpibles.

Finalmente en otros casos la solución estaría en la instalación de plantas de gasificación para importar gas natural y poder cubrir así, deficiencias de suministro, sean temporales (confiabilidad) o permanentes (suministro).

La siguiente Tabla resume los diferentes riesgos y sus causas y las posibles maneras de enfrentarlos.

Tabla 12. Riesgos de interrupciones, sus causas y soluciones posibles

Riesgos	Causas	Posibles soluciones
Interrupciones temporales del servicio, planeadas o no, por parte del transportador o del productor	Mantenimientos e incidentes o accidentes en producción y transporte	Plantas de GNS, Plantas de Peak Shaving, Equipos redundantes en producción y transporte (compresores, loops, tuberías, y otros equipos)
Situaciones estacionales que producen cortes de suministro totales o parciales de larga duración	Fenómeno de El Niño	Almacenamiento subterráneo, plantas de gasificación de gas importado
Manejo de demandas pico durante la curva de carga diaria, semanal	Comportamiento de la demanda dependiendo de los usuarios	Plantas de GNS, Plantas de Peak Shaving
Suministro de gas para plantas eléctricas en periodo de alta demanda	Fenómeno de El Niño, o veranos fuertes	Almacenamiento subterráneo, plantas de gasificación de gas importado
Potenciales problemas de larga duración en el suministro	Daño grave en alguno de los principales campos productores (Guajira, Cusiana)	Plantas de gasificación de gas importado

c) Relación del Sistema de Gas Natural con el Sistema de Generación Eléctrica

Las empresas de energía eléctrica, las cuales tienen una capacidad instalada para generar con gas natural de alrededor de 2750 MW, sobre un total de aproximadamente, 13500 MW que tiene el país.

Prácticamente toda ésta capacidad está respaldada por contratos de suministro de gas de tipo firme, lo que les garantiza el suministro de gas para los despachos cuando lo requieran.

Existe una minoría de generadores que no tienen contrato en firme, y se hallan cubiertos con contratos de suministro de combustibles líquidos. La gran mayoría de estos contratos están firmados con Ecopetrol, el principal productor de gas.

Dado que el despacho de muchas de estas plantas, especialmente aquellas ubicadas en el interior del país (Termo Valle, Termo Emcali, Termo Sierra, Termo Centro, y Merrielectrica), tienen porcentajes de despacho eléctrico anual promedio del orden del 15%, disponen por lo tanto de grandes volúmenes de gas para comercializar en mercado secundario, lo cual hacen ampliamente.

Esta situación puede cambiar en el año 2012 cuando la mayoría de los contratos con las empresas eléctricas terminan. Contratos con diez o más años de duración.

Es posible que mucho de este gas sea contratado con otro tipo de consumidor, ayudando a equilibrar el problema de los contratos interrumpibles para usuarios regulados y GNV, demandas que no toleran este tipo de contratos, obligando a los generadores eléctricos a buscar fuentes de suministro alternativas.

En este punto se perfila un problema de suministro, y no un problema de confiabilidad. Si no aparece una fuente nacional adicional de gas natural, probablemente habrá que importarlo en el mediano plazo (2018 – 2020).

Una solución parcial que ha sido adoptada, es la firma de contratos de Firmeza Condicionada, donde el generador eléctrico comparte el gas con otro agente, el cuál libera el gas cuando el precio del mercado eléctrico supera cierto nivel, señal de escasez de electricidad.

d) Suministro o Producción de Gas Natural de Colombia

El suministro de gas natural en Colombia, tiene dos fuentes principales Guajira y Cusiana.

La Tabla 13 muestra los principales puntos de producción de gas en el país, y su pronóstico para el año 2018²⁰.

²⁰ Información del Plan de Abastecimiento de la UPME 2009

La ubicación, de los dos principales puntos de producción son estratégicos, un punto de producción en cada uno de los principales mercados, Cusiana en el interior, y Guajira en la Costa Atlántica. Esto es una ventaja para la confiabilidad del sistema. Entre los dos concentran el 84% de la producción, lo cual desde el punto de vista de confiabilidad representa un riesgo.

En el caso de Cusiana el gas debe ser tratado previamente para reducirle el CO₂. La capacidad de las plantas para finales de 1999 era de 200 MMPCD, los cuales se incrementan en 70 MPCD en 2010. Luego en 2013 entrarán otros 140 MMPCD. Todo totaliza 410 MMPCD. Además se incrementará en otros 70 MMPCD en 2016 o 2017 para llegar a 480 MMPCD.

Tabla 13. Producción de Gas Natural en Colombia. Fuente: UPME

COLOMBIA - PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMpc/d)				
YACIMIENTO	2009	%	2018	%
Costa Caribe	712	70	350	36
Guajira	652	64	290	30
Creciente	60	6	60	6
Interior	302	30	612	64
Cusiana Cupiagua	200	20	480	50
Llanos	15	15	27	3
Gibraltar	0	0	45	5
VMM	40	40	30	3
VSM	47	46	30	3
Gran total	1014	100	962	100
COLOMBIA - PRODUCCION DE GAS NATURAL (MMm3/d)				
YACIMIENTO	2009	%	2018	%
Costa Caribe	20,2	70	9,9	36
Guajira	18,5	64	8,2	30
Creciente	1,7	6	1,7	6
Interior	8,6	30	17,3	64
Cusiana Cupiagua	5,7	20	13,6	50
Llanos	0,4	15	0,8	3
Gibraltar	0,0	0	1,3	5
VMM	1,1	40	0,8	3
VSM	1,3	46	0,8	3
Gran total	28,7	100	27,2	100

Fuente: UPME

En el caso de la producción de gas, se perfila una tendencia a un lento decrecimiento de la capacidad de producción, lo cual para mantener el suministro estable, sino aparece una nueva fuente de producción, seguramente se deberá recurrir a las importaciones en el mediano plazo.

Desde el punto de vista de la confiabilidad, como ya se dijo, la ubicación de las fuentes distribuida geográficamente es una fortaleza, pero la concentración en solo dos fuentes, es una debilidad.

Es importante para robustecer la confiabilidad, considerar la posibilidad de colocar equipos redundantes en los puntos de producción y tratamiento, como son las plantas de tratamiento en Cusiana, y los equipos de compresión en Guajira (desde hace 2 años este campo necesita compresión para levantar la columna de presión de los pozos).

Estos equipos podrían remunerarse aparte para que estuvieran, stand by, entrando en operación en momentos de mantenimientos.

e) Sistema de Transporte de Gas Natural de Colombia



Fig. 4. Red de Gasoductos de Colombia. Fuente: ECOPETROL

La siguiente tabla ilustra los diferentes gasoductos del STN (Fig. 4), indicando el tramo, la empresa transportadora, su diámetro, longitud, y su capacidad máxima expresada en MMPCD.

Tabla 14. Sistema de Transporte. Fuente: UPME - ECOPETROL

COLOMBIA- CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE LOS GASODUCTOS						
Gasoductos actuales						
EMPRESA	TRAMO	Diam. (pg)	Long (Km)	MMPCD		
Transmetano	Sebastopol Medellín	14.0	4.1	72.2		
Progasur	Guando-Melgar-Fusagasuga	3.0	38.5	0.6		
	Neiva-Hobo	8.0	50.0	3.7		
	Flandes-Girardot-Ricaute	4.0	4.95	1.3		
		6.0	3.95			
4.0		3.1				
TGI	Ballena- Barrancabermeja	18.0	578.8	190.0		
	Barrancabermeja-Sebastopol	20.0	111.0	225.0		
	Sebastopol- Vasconia	20.0	59.7	225.0		
	Vasconia- La Belleza	12.0	54.3	90.0		
		14.0	37.6			
	La Belleza - Cogua	22.0	114.0	110.0		
	Vasconia- Mariquita	20.0	122.4	134.0		
	Mariquita- Gualanday	6.0	119.5	11.0		
	Neiva- Gualanday	12.0	154.0	14.0		
					6.0	15.7
					6.0	32.3
	Montañuelo– Gualanday	6.0	32.3	13.0		
	La Belleza- El Porvenir	20.0	187.8	210.0		
					20.0	32.65
	Cusiana- El Porvenir	20.0	32.65	210.0		
					10.0	85.16
					2.0	49.4
	Gasoducto Boyaca Santander	8.0	45.2	76.0		
					12.0	65.0
	Cusiana - Apiay	10.0	82.5	30.0		
					6.0	37.0
	Apiay- Villavicencio- Ocoa	6.0	37.0	12.0		
	Apiay- Usme	6.0	121.0	17.3		
Mariquita- Pereira	20.0	154.8	134.0			
Pereira - Armeria	20.0	30.2	134.0			
Armeria- Cali	20.0	128.0	134.0			
Buenos Aires- Ibague	6.0	18.0	7.4			
Transgastol	Chicora- Flandes	6.0	27.0	7.9		
	Flandes- Guando	6.0	36.0	6.9		
Transoriente	Barrancabermeja- Payoa	8.0	59.4	50.0		
	Payoa- Bucaramanga	6.0	48.2			
		8.0	48.7			
Transoccidente	Transcogas- Yumbo	16	10.6	68.3		
		4.8				
		6.4				
Transcogas	Cogua – Bogotá	20.0	67.5	95.6		
		14.0	32.2			
		10.0	8.5			
		8.0	13.4			
		6.0	2.78			
		4.0	20.5			
		3.0	14.5			
Promigas	Ballena – La Mami	20.2	143.0	534.5		
	La Mami- Barranquilla	20.2	142.0	533.6		
	Barranquilla- Cartagena	20.0	113.0	240.0		
	Cartagena- Sincelejo	10.0	123.0	90.8		
	Sincelejo- Jobo	10.0	70.0	24.7		
	Montería- Sahagun	10.0	60.0			
	Cerromatoso- Montelibano	4.0	15.0			
Cerromatoso	Jobo– Sahagun - Cerromatoso	8.0	85.0	30		

Fuente: UPME- Ecopetrol

En materia de transporte existen una serie de proyectos para aumentar la capacidad de transporte y asegurar el suministro de gas en los próximos años, especialmente en dos tramos fundamentales: Ballenas – Barranca, y Cusiana – Vasconia.

Tabla 15. Nuevos proyectos de gasoductos

Nuevos Proyectos				
EMPRESA	TRAMO	Diam. (pg)	Long (Km)	MMPCD
Transoriente	Gibraltar – Bucaramanga (2010)	12	174,8	45
Progasur	Gasoducto Sardinata - Cúcuta (2010)	68.0	24	4.3
Progasur	Gasoducto Cali - Popayán (2010)	116,7	4	3,73
Trangastol	Estación compresora en Buenos Aires (Tolima) (2014)	-	-	6
TGI	Loop entre Dina y Tello	16	6	17
	Loop en Mariquita	23	6	17
	Estación compresora en Padua (Km 38 de Mariquita - Cali)	-	-	168

Fuente: UPME- Ecopetrol

Cusiana – Vasconia aumentará su capacidad de transporte de 210 MMPCD a 390 MMPCD, y Ballenas – Barranca pasará de durante el año 2010 la capacidad de transporte en 70 MMPCD, desde 190 MMPCD hasta 260 MMPCD.

En el caso de Cusiana – Vasconia, esto se hará en dos etapas, primero hasta 280 MMPCD en 2010, y luego hasta 390 MMPCD en 2011.

Esto muestra que existe capacidad de incrementar la capacidad de transporte de ser necesario, y que las transportadoras de gas tienen los mecanismos financieros para hacer las expansiones que se requieran, siempre y cuando que estas sean adecuadamente remuneradas.

Desde el punto de vista de riesgo, el punto más frágil es el extremo sur occidental del sistema de transporte, la zona del Valle del Cauca, pues esta se halla al final de un sistema de transporte que se caracteriza por ser lineal y poco enmallado.

Por otra parte la ciudad de Cali, está relativamente cerca del océano Pacífico, por lo cual se podría alimentar al mercado por este extremo, mediante una gasificadora que permitiese importar gas natural para robustecer la confiabilidad del sistema por el extremo más débil.

Para robustecer la confiabilidad del transporte se puede considerar la posibilidad de colocar equipos redundantes en compresión, loops y eventualmente gasoductos redundantes.

Estos equipos podrían remunerarse aparte para que estuvieran en espera (“stand by”), entrando en operación en momentos de mantenimientos o de exceso de demanda, así como manera de enfrentar eventos no programados.

f) Mercados Relevantes

Los diferentes mercados relevantes del país tienen cada uno sus propias características, por ello se debe hacer un análisis por separado de cada mercado relevante, visualizando los problemas que enfrenta cada uno ellos.

La siguiente Tabla ilustra las demandas de los diferentes mercados relevantes.

Tabla 16. Demanda estimada por tipo de usuario para los diferentes mercados relevantes – 2010 (Escenario Alto – UPME)

COLOMBIA - Demanda estimada por tipo y region 2010 (MMPC/d)								
Región	Doméstico	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica	Termo electrico	Total
Guajira	0,98	0	0,13	0	0	0	6,34	7,45
Magdalena	2,83	0,66	0,41	2,53	0	0	0	6,43
Atlántico	12,17	44,12	1,79	10,63	0	0	123,16	191,87
Bolívar	6,35	35,87	0,93	4,84	14,69	9	22,4	94,08
Sucre Córdoba	5,68	17,85	0,83	2,04	0	0	0	26,4
Cesar	2,94	12,38	0,78	1,15	0	0	0	17,25
Bucaramanga	9,66	1,84	2,37	4,72	0	0	0	18,59
Barranca	1,3	10,91	0,32	0,44	103,18	3,8	9,09 (1)	119,95
Antioquia	9,27	19,38	1,06	8,21	0	0	19,04 (2)	37,92
Bogotá Cogua	21,33	48,7	9,54	25,88	0	0	0	105,45
Bogotá Usme	18	0	0	0	0	0	0	18
GBS	2,37	12,3	0,58	0,93	0	0	0	16,18
Cundboy	1,35	3,71	0,44	0,93	0	0	0	6,43
Villavicencio / Casanare	3,21	4,82	0,7	4,16	0	0	0	12,89
CQR	8,36	9,18	0,91	4,72	0	0	0	23,17
Huila Tolima	7,45	11,09	0,76	4,72	0	0	0	24,02
Valle	13,13	31,99	4,06	16,1	0	0	4,46	69,74
Popayán	0,61	0	0	0	0	0	0	0,61
Cúcuta	1,36	0	0,08	0	0	0	0	1,44
TOTAL	128,35	264,8	25,69	92	117,87	12,8	156,36	797,87

Fuente UPME. Nota: Las cifras corresponden al Escenario Base excepto las de termoelectricidad que corresponden al escenario alto.

(1) Termocentro

(2) Termosierra y Termodorada

4.1.2. Situación de las interrupciones al servicio en los Mercados Relevantes

A los fines de este trabajo se solicitó, mediante Circular CREG 027 de 2010 y sus modificaciones, un reporte a las empresas del sistema de gas natural sobre la situación de interrupciones al servicio registradas en los últimos años.

Una caracterización de la información recibida se presenta en la Tabla 17, para las empresas productoras y transportadoras, y en la Tabla 18 para los distribuidores.

En la sección siguiente se describen en detalle los resultados obtenidos en relación con la identificación de los riesgos de restricción del servicio asociados a la infraestructura de suministro y transporte de gas natural.

Tabla 17. Información recibida de Productores y Transportadores

Productores	Años Reportados (Interrupciones)	Información de Contratos
Chevron	2000-2010	No
Hocol	2008-2010	Si
Ecopetrol	2004-2010	Si
BP	2005-2010	No
Pacific Rubiales Energy	N.A.	N.A.
Transportadores	Años Reportados (Interrupciones)	Información de Contratos
TGI	2007-2010	Si
Promigas	2000-2010	Si
Transcogas	2010	Si
Transmetano	2000-2010	No

Por su parte, desde la Fig. 5 a la Fig. 16, se muestran gráficamente los resultados correspondientes al número de eventos, su origen predominante y a la duración de las interrupciones máximas programadas y no programadas en los siguientes mercados relevantes: Gas Natural, Gas de Occidente, EPM, Surtigas, Gas Natural de Oriente y Alcanos de Colombia.

Como se puede ver en las figuras, resultan predominantes las interrupciones originadas en problemas de transporte, seguidas por problemas de producción y por último con origen en la red de distribución. La mayor cantidad de interrupciones se registra en Gases de Occidente, fundamentalmente por interrupciones de transporte.

La duración máxima de los eventos corresponde en general a eventos programados oscilando entre 300 y 600 horas.

Tabla 18. Información recibida de los Distribuidores

Distribuidores	Años Reportados (Interrupciones)	Información de Contratos
Metrogas	2006-2009	Si
Surtigas	2004-2010	Si
Gas Natural	2001-2010	Si
Gas Natural Cundiboyancense	2005-2010	Si
Gas Natural de Oriente	2001-2010	Si
EPM	2001-2009	Si
Gas Natural del Cesar	2005-2009	No
Gases del Caribe	2000-2010	Si
Nacional de Servicios Públicos	2006-2009	Si
Alcanos de Colombia	2005-2010	Si
Gases del Ariari	2009	Si
Enerca	2008-2010	Si
Gases del Cusiana	2004-2010	Si
Gecelca	2000-2010	No
Gases de La Guajira (1)	2007-2009	Si
Madigas	N.A.	No
Gases de Occidente	2000-2010	Si
Efigas	2004-2010	Si

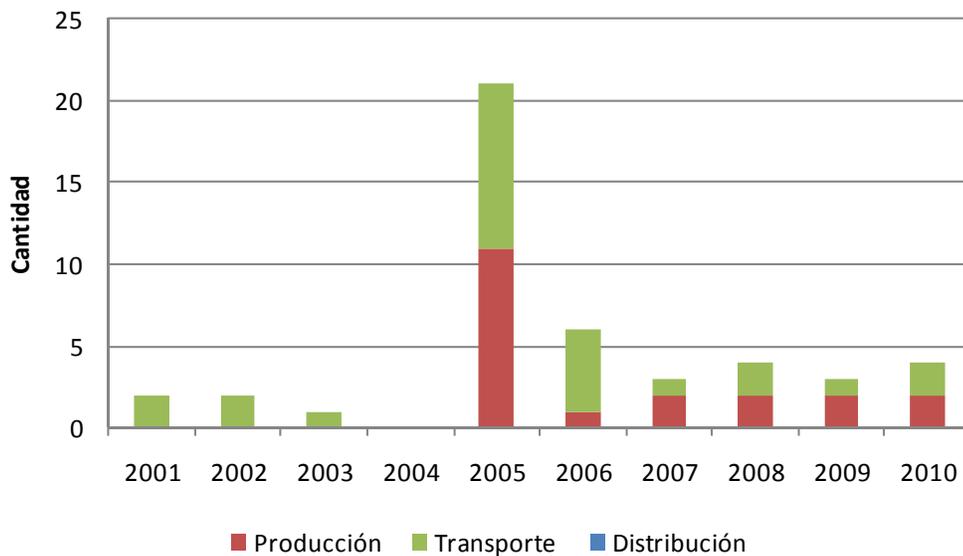


Fig. 5. Cantidad de interrupciones en Gas Natural S.A. ESP

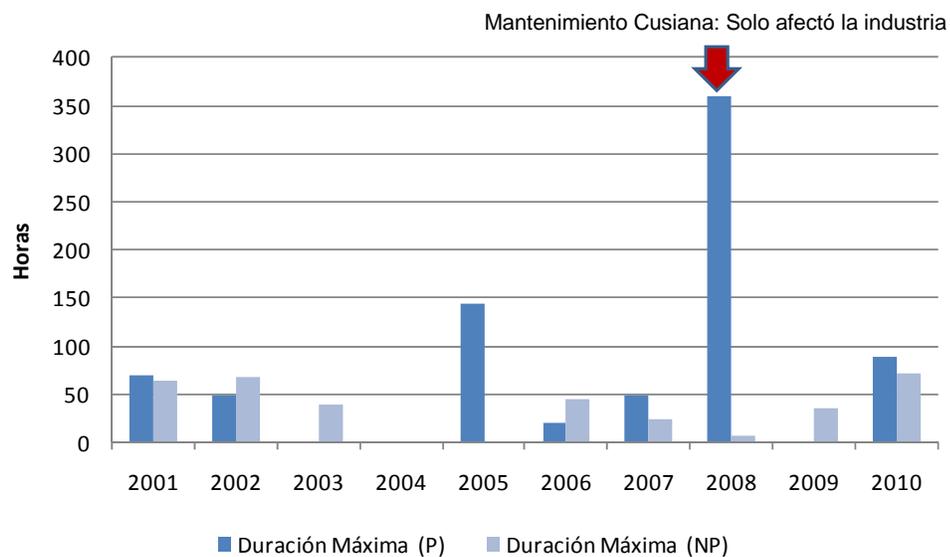


Fig. 6. Duración de las interrupciones en Gas Natural S.A. ESP

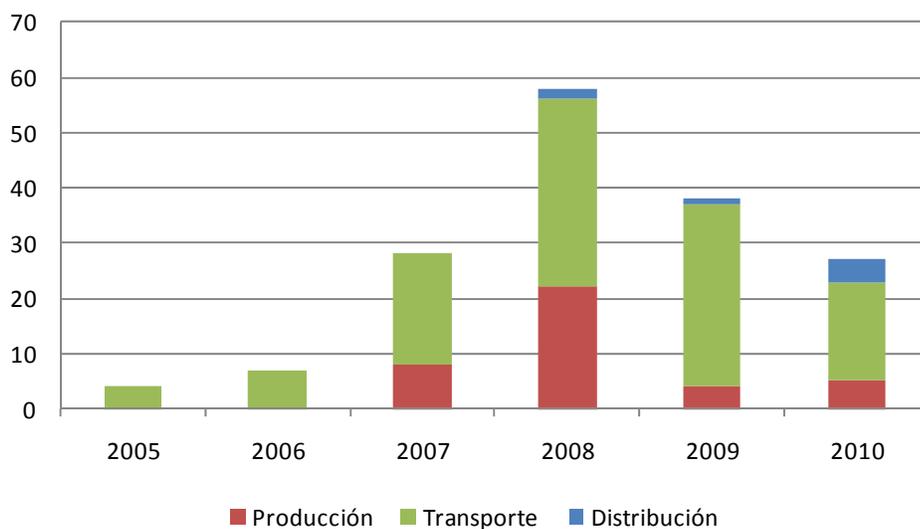


Fig. 7. Cantidad de interrupciones en Gases de Occidente S.A. ESP

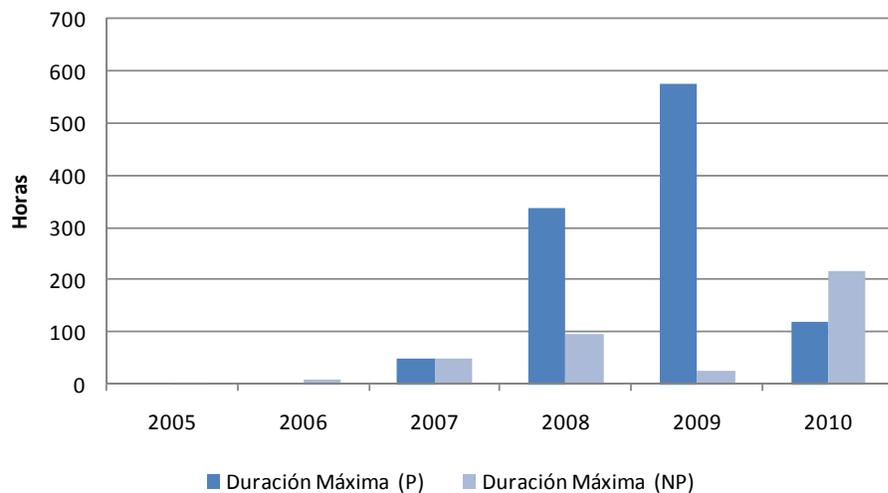


Fig. 8. Duración de las interrupciones en Gas de Occidente S.A. ESP

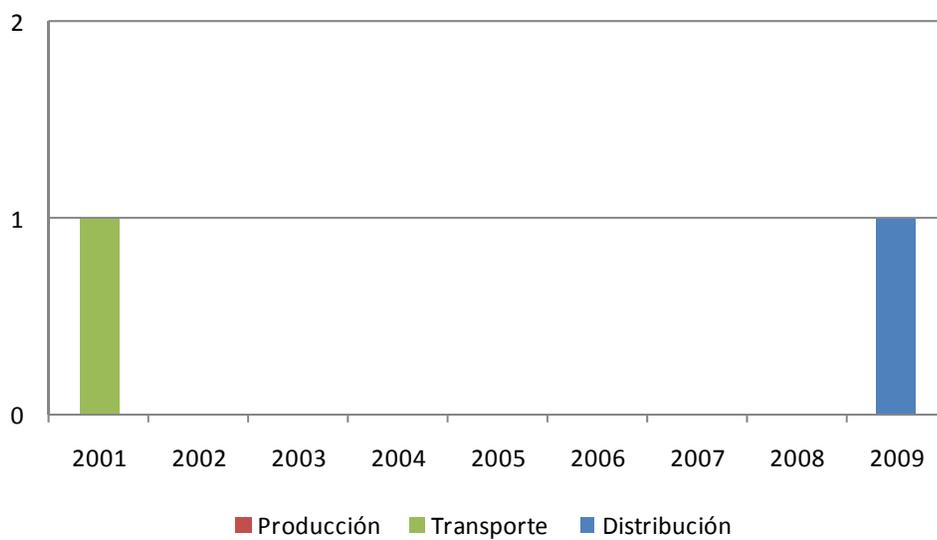


Fig. 9. Cantidad de interrupciones en EPM

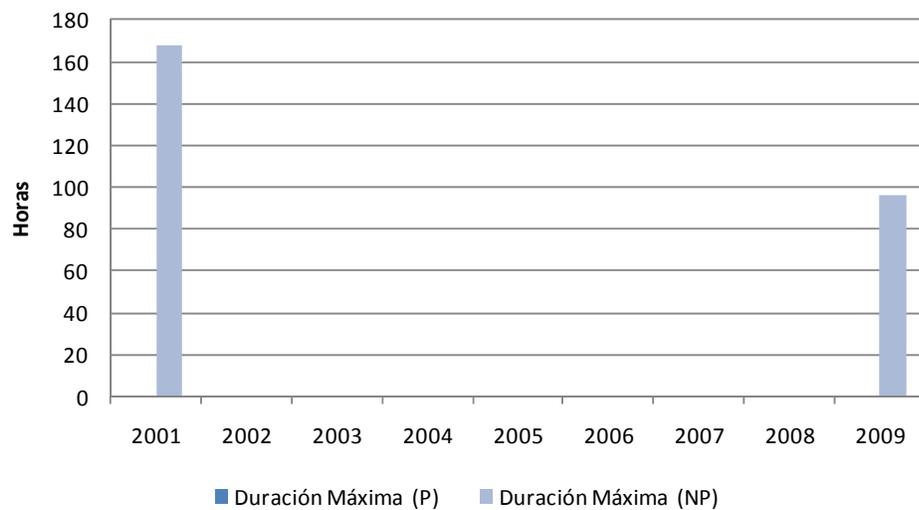


Fig. 10. Duración de las interrupciones en EPM



Fig. 11. Cantidad de interrupciones en Surtigas S.A. ESP

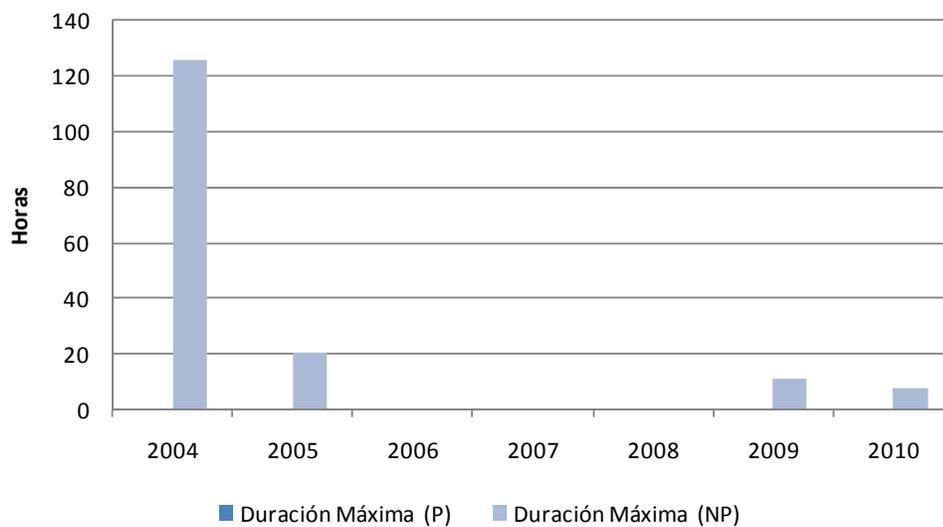


Fig. 12. Duración de las interrupciones en Surtigas S.A. ESP

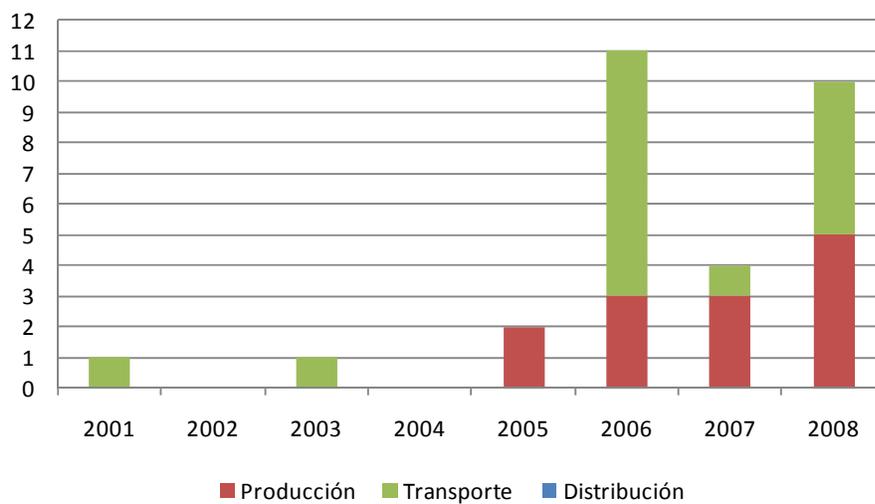


Fig. 13. Cantidad de interrupciones en Gas Natural de Oriente S.A. ESP

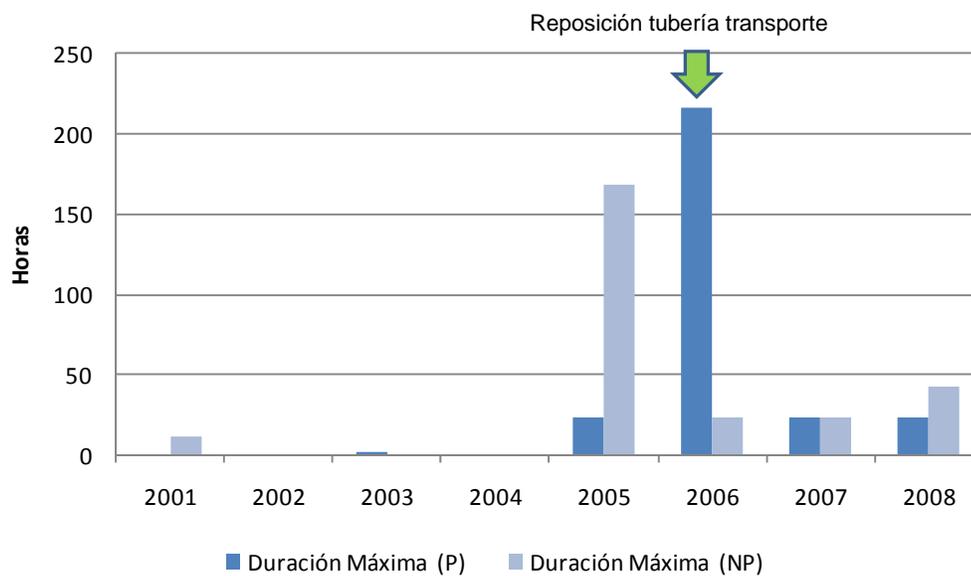


Fig. 14. Duración de las interrupciones en Gas Natural de Oriente S.A. ESP

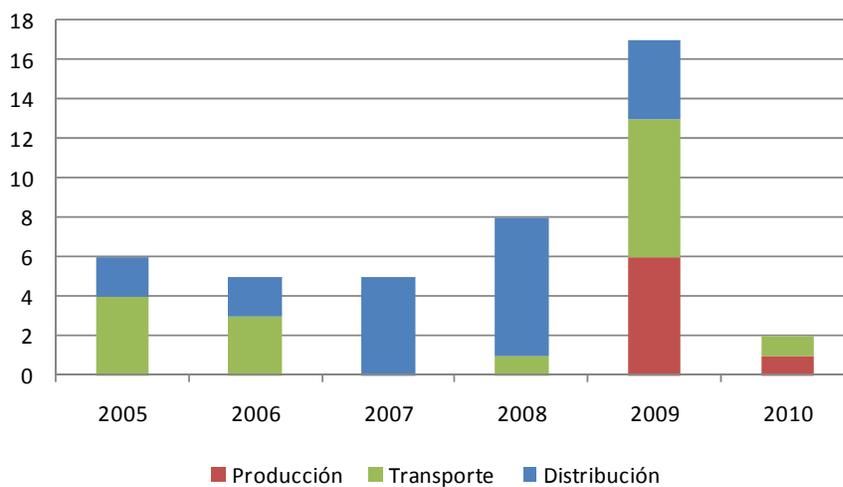


Fig. 15. Cantidad de interrupciones en Alcanos de Colombia S.A. ESP

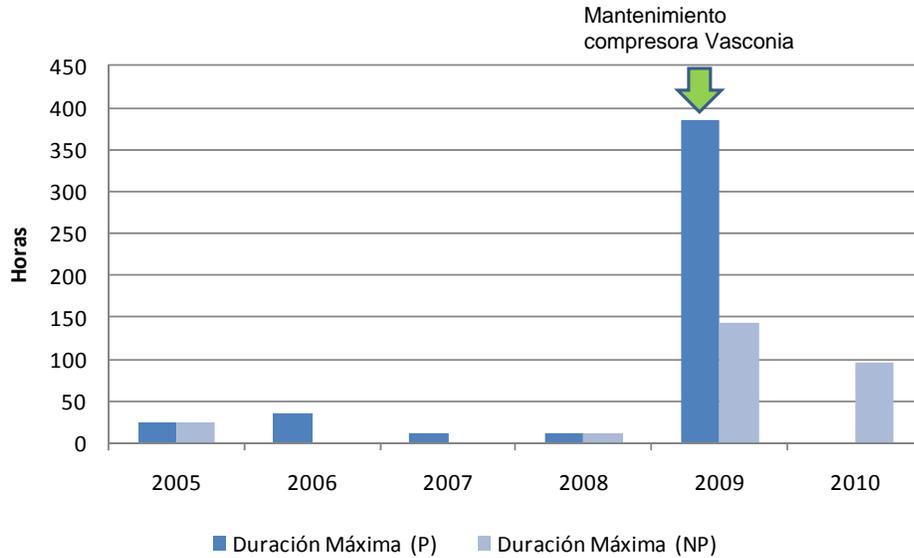


Fig. 16. Duración de las interrupciones en Alcanos de Colombia S.A. ESP

4.2. IDENTIFICACIÓN DE LAS CAUSAS DE RESTRICCIÓN Y PROBABILIDAD DE OCURRENCIA

Como fuera mencionado en la Sección 1 del presente informe (Introducción), las interrupciones al servicio pueden atribuirse básicamente a tres tipos de riesgos, los que pueden presentarse tanto en el sistema de abastecimiento de gas como en el sistema de transporte:

- Oferta insuficiente de gas natural o de capacidad de transporte que origina interrupciones o restricciones de largo plazo (semanas o meses), afecta la **seguridad de abastecimiento**.
- Salidas temporarias de operación de la infraestructura de producción o de transporte o bien una demanda diaria excepcionalmente alta que originan interrupciones o restricciones de corto plazo (días u horas), representan fallas en la **confiabilidad** del servicio.
- Señales regulatorias inadecuadas o una deficiente gestión de los contratos de gas y de transporte por parte de los Agentes, pueden repercutir negativamente en la **continuidad** de las prestaciones.

El sistema de gas natural de Colombia convive en la actualidad con estos tres tipos de riesgos, como se describe a continuación.

4.2.1. Seguridad de abastecimiento

A los efectos de este estudio, llamamos 'confiabilidad' al complemento de la probabilidad de ocurrencia de interrupciones de corto plazo (algunas horas o unos pocos días)

en el abastecimiento de clientes con contratos firmes de transporte y producción con respaldo físico.

A su vez, llamamos 'seguridad de abastecimiento' a la capacidad del sistema de proveer respaldo físico de corto, mediano y largo plazo de producción y transporte para la demanda firme. Este último aspecto ha sido motivo del estudio "Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural" (UPME 2009) resumido en la Sección 3.3.

En los últimos años ha habido cierta confusión entre estos conceptos, debido a que los mismos se han superpuesto con motivo del significativo aumento de la demanda de gas natural para generación térmica asociada con los efectos del fenómeno de "El Niño" sobre la generación hidráulica. Este aspecto es una característica particular del sistema de gas natural de Colombia y requerirá soluciones en las que la combinación óptima de tipo de infraestructura y decisiones regulatorias será diferente a la de otros países con sistemas desarrollados de gas natural.

Por su influencia sobre la solución óptima para el sistema de gas natural de Colombia y su relación básica con la seguridad de abastecimiento, haremos una breve descripción de las estadísticas del fenómeno del Niño, cuya ocurrencia entre los años 1877 y 2009 se muestra en la Fig. 17.

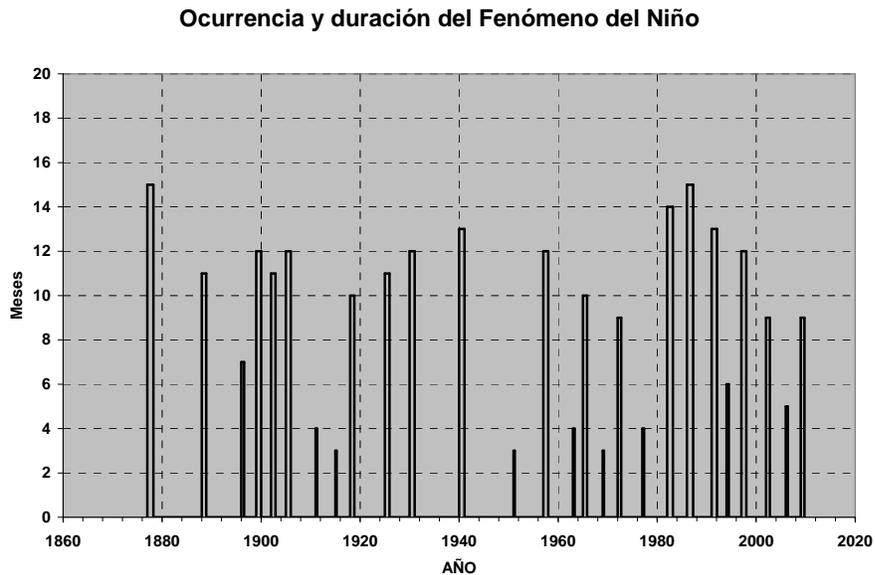


Fig. 17. Estadística de ocurrencia del fenómeno del Niño. 1877-2009. Fuente: NOAA

Como se muestra en la Fig. 18, el período de retorno del fenómeno del Niño puede ser tan bajo como 2 años o tan extenso como 12 años, con un valor medio de 5 años y un desvío estándar de 2.6 años.

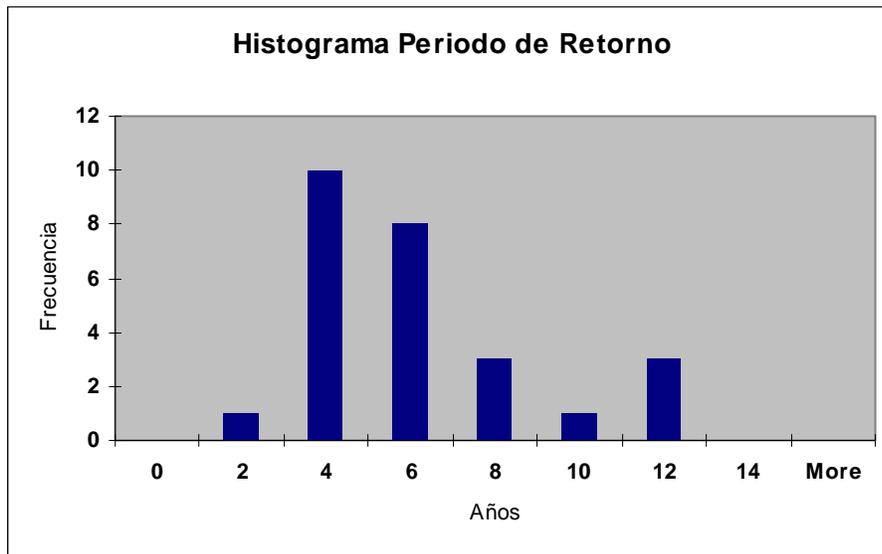


Fig. 18. Histograma del Período de Retorno del fenómeno del Niño. Fuente: NOAA

A su vez, como se muestra en la Fig. 19, la duración puede variar entre 4 y 16 meses, con un valor medio de 9 meses y un desvío estándar de 4 meses.

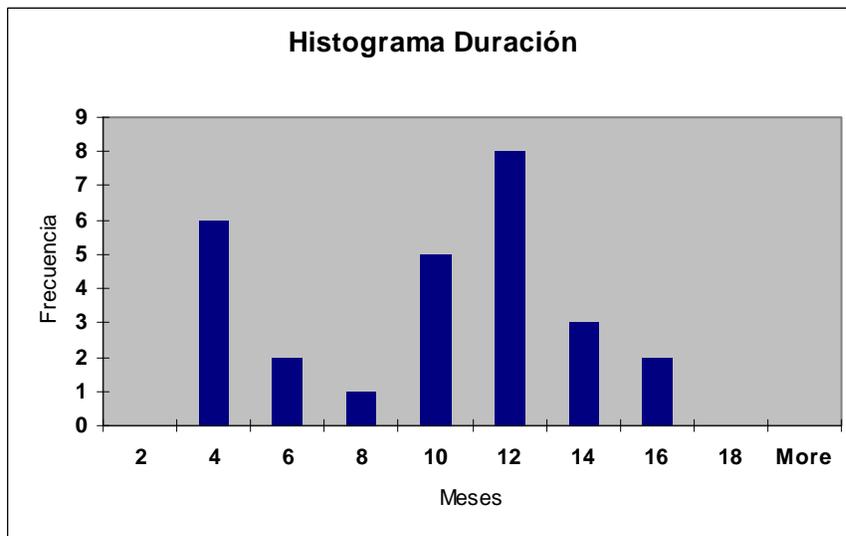


Fig. 19. Histograma de duración del Fenómeno del Niño. Fuente: NOAA

Esta duración de varios meses del fenómeno del Niño, así como la necesidad de contar con gas natural en firme para generación térmica en los casos en que el mismo ocurre, hace que satisfacer esta demanda, sumada a la demanda habitual, sea un problema de seguridad de

abastecimiento y no de confiabilidad. Sin embargo, no debe dejar de considerarse que ambos problemas se hacen más visibles cuando las interrupciones de corto plazo en el sistema de producción y transporte ocurren durante períodos de baja hidraulicidad.

La Fig. 20 muestra el efecto del fenómeno del Niño sobre la demanda de generación térmica, como puede verse con los picos del gráfico inferior en correspondencia con su aparición a fines de los años 1997 y 2009. Otras apariciones de menor duración en los años intermedios no alcanzaron a afectar la demanda de generación térmica, ya que existen condiciones adicionales como la situación de los embalses y los niveles de sequía para disparar la demanda de gas natural.

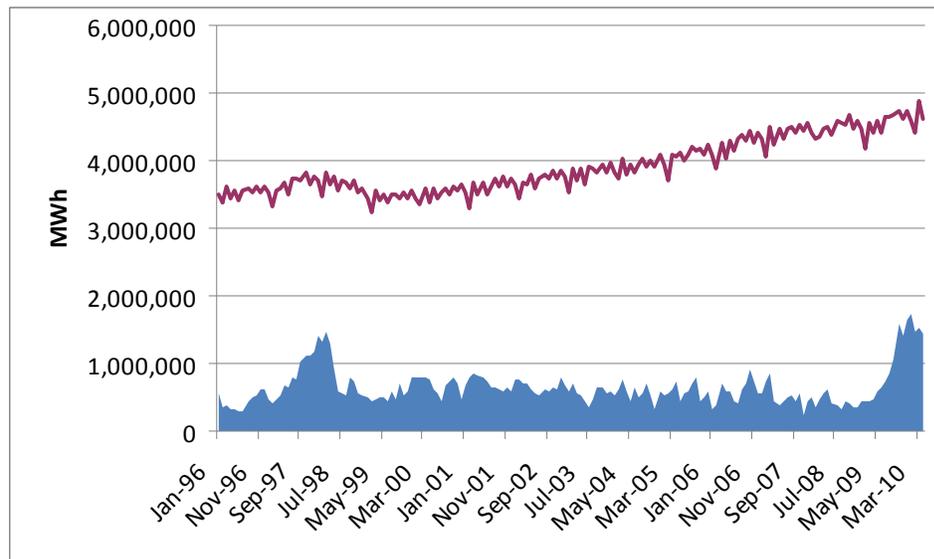


Fig. 20. Efecto del fenómeno del Niño sobre la demanda de generación térmica.
Fuente: NOAA

El problema de seguridad de abastecimiento no es motivo específico de este estudio, salvo en cuanto a que las soluciones para el mismo (planta de regasificación, capacidad de transporte extra para cubrir los picos de demanda eléctrica) influyen sobre las soluciones óptimas para el problema de confiabilidad, tal como se desarrolla más adelante en este estudio. Esta particularidad del sistema colombiano también se tendrá en cuenta cuando se propongan soluciones regulatorias, como se explicará más adelante.

4.2.2. Confiabilidad

Las salidas temporarias de operación de la infraestructura de producción o de transporte o bien una demanda diaria excepcionalmente alta que originan interrupciones o restricciones de corto plazo (días u horas) representan fallas en la **confiabilidad** del servicio. En este trabajo, no se considerarán las fallas en el sistema de distribución, ya que en estos casos el número de

usuarios afectados suele ser muy pequeño en relación con el número de usuarios afectados en el resto de los casos.

Por lo tanto, a los efectos de este trabajo, las fallas de confiabilidad del servicio pueden ocurrir por: a) Fallas o mantenimientos en el Sistema de Transporte, b) Fallas o mantenimientos en el Sistema de Producción, y c) Dificultades operativas por una demanda diaria excepcionalmente elevada.

A modo de ejemplo de problemas de confiabilidad, en la Fig. 21 se pueden ver las cantidades de gas no entregadas por eventos de suministro o transporte entre enero de 2004 y noviembre de 2008 en el sistema de la Costa Atlántica.

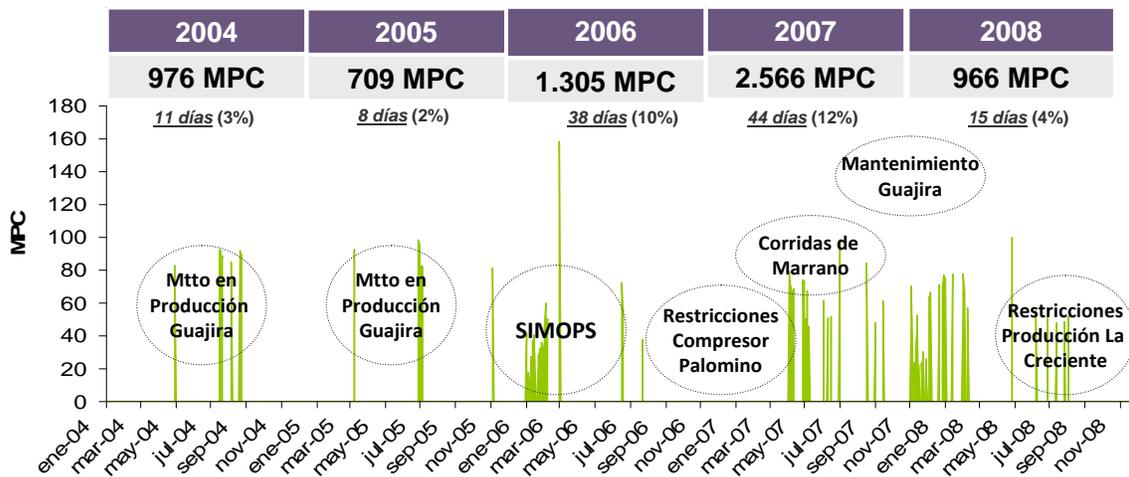


Fig. 21. Cantidades de gas no entregadas por eventos de suministro y/o transporte en la Costa Atlántica. Fuente: CNO Gas

En lo que sigue se determinan, en base a datos estadísticos, las probabilidades de ocurrencia de las distintas causas de restricción. Las mismas serán utilizadas posteriormente en el modelo de confiabilidad del sistema de gas natural de Colombia.

a) Fallas o mantenimientos en el Sistema de Transporte

Por su importancia en relación con el sistema de Colombia serán considerados en detalle los datos estadísticos de los sistemas de transporte de la Costa (Promigas) y del Interior (TGI), indicados en la Fig. 22.

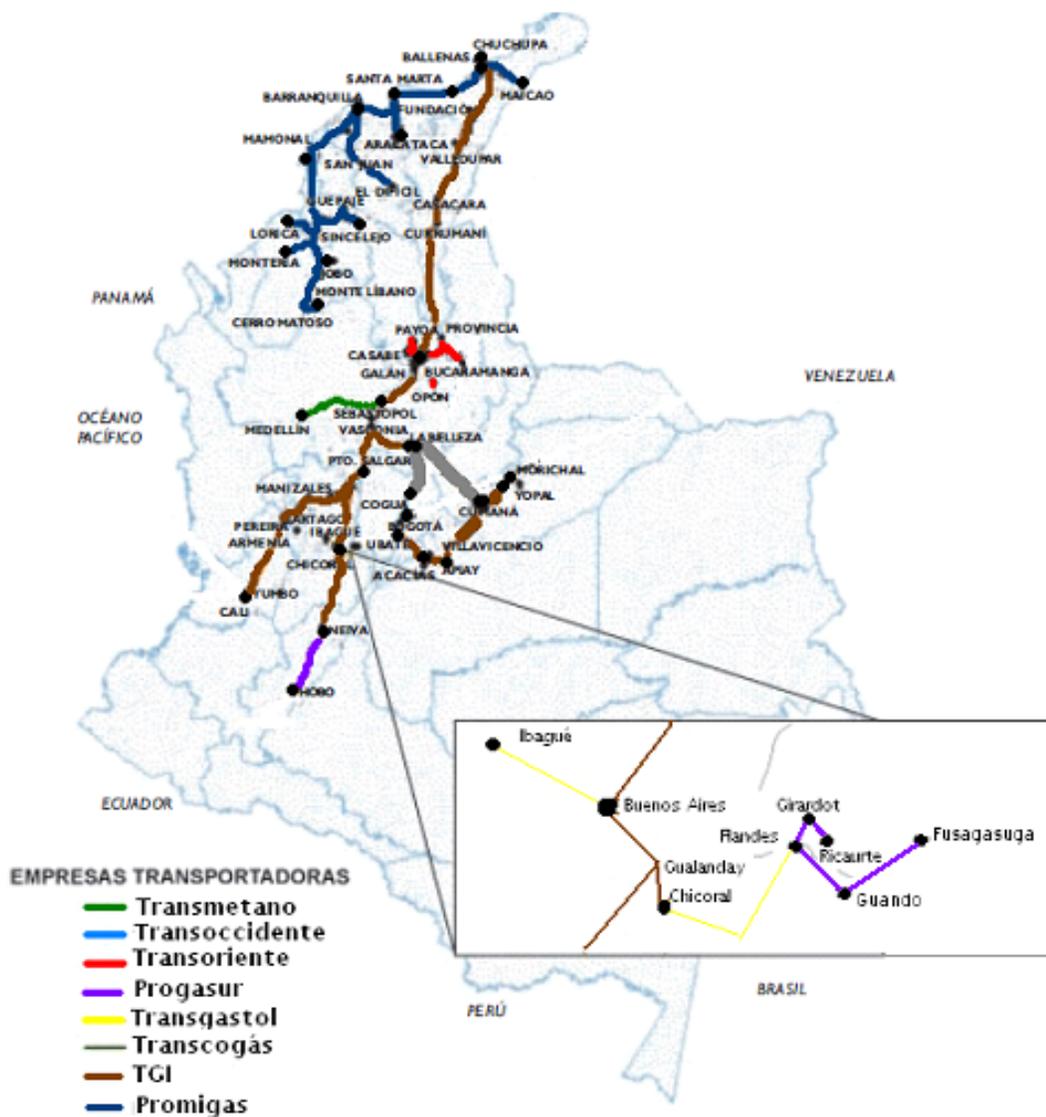


Fig. 22. Sistema de Transporte de Colombia.

En la Fig. 23 se pueden ver las disminuciones de capacidad de transporte por los mantenimientos programados previstos entre octubre de 2009 y octubre de 2010 en el sistema de la Costa. Como se observa puede ver en dicha figura y también en la Tabla 19, los mantenimientos programados ocurren con un valor medio de 3.4 por año en todo el sistema de Promigas, con disminuciones de la capacidad de transporte entre el 10 y el 20% del total de la capacidad por evento. El sistema de Promigas sufre más eventos no programados que programados y la tasa de ocurrencia total de las interrupciones es de 4.14 por año cada 1000 km de gasoducto.

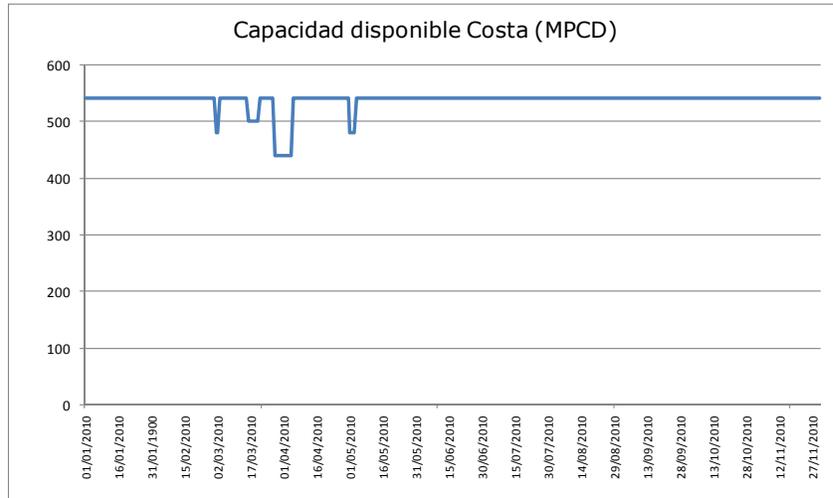


Fig. 23. Mantenimientos programados en la capacidad de transporte de la Costa. Oct. 2009-Oct. 2010. Fuente: CNO Gas

Por su parte, en la Fig. 24 se pueden ver las disminuciones de capacidad de transporte por los mantenimientos programados previstos entre octubre de 2009 y octubre de 2010 en el sistema de TGI desde Guajira y desde Cusiana. Como se observa en dicha figura y también en la Tabla 19, los mantenimientos programados ocurren con un valor medio de 30 por año en todo el sistema de TGI, con disminuciones de la capacidad de transporte entre el 30 y el 40% del total de la capacidad por evento. El sistema de TGI sufre más eventos programados que no programados y la tasa de ocurrencia total de las interrupciones es de 12.25 por año cada 1000 km de gasoducto.

Tabla 19. Estadística de interrupciones de transporte en Colombia. Fuente: CREG

	Estadística	Interrup. No Programadas NP	Interrup. Program. P	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones c/1000km por año
TGI	2007-2010	32	104	39.24	63.68	1.5	445	12.25
PROMIGAS	2000-2010	57	34	41.39	110.87	0	960	4.14

De lo anterior se deduce una mayor confiabilidad histórica del sistema de la Costa, particularmente debido a una menor necesidad de la realización de mantenimientos programados a lo largo del gasoducto.

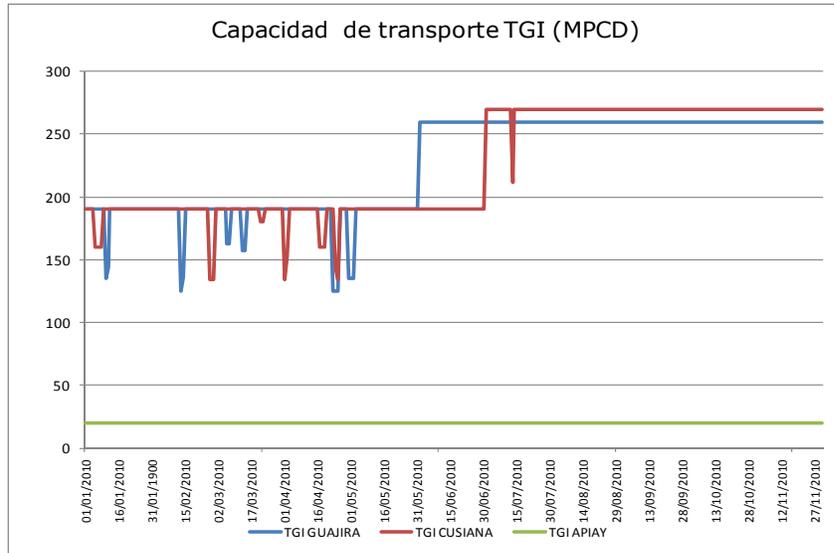


Fig. 24. Mantenimientos programados en la capacidad de transporte de TGI. Oct. 2009-Oct. 2010. Fuente: CNO Gas

En cuanto a la duración de las interrupciones, las Fig. 25 y Fig. 26 muestran los histogramas para los cortes en los sistemas de TGI y Promigas, respectivamente.

Como se resume en la Tabla 19, la duración media de las interrupciones (programadas o no programadas) en el sistema de TGI es de 39.2 horas y de 41.4 horas en el sistema de Promigas. Los desvíos estándar son de 64 y 111 horas, respectivamente.

Es decir que, mientras que la duración media de los eventos es del mismo orden en ambos sistemas, la dispersión es algo mayor en el caso del sistema de la Costa, con mayor incidencia de eventos no programados.

Teniendo en cuenta los histogramas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas podría ser considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones podría modelarse, como es habitual, como un proceso de Poisson.

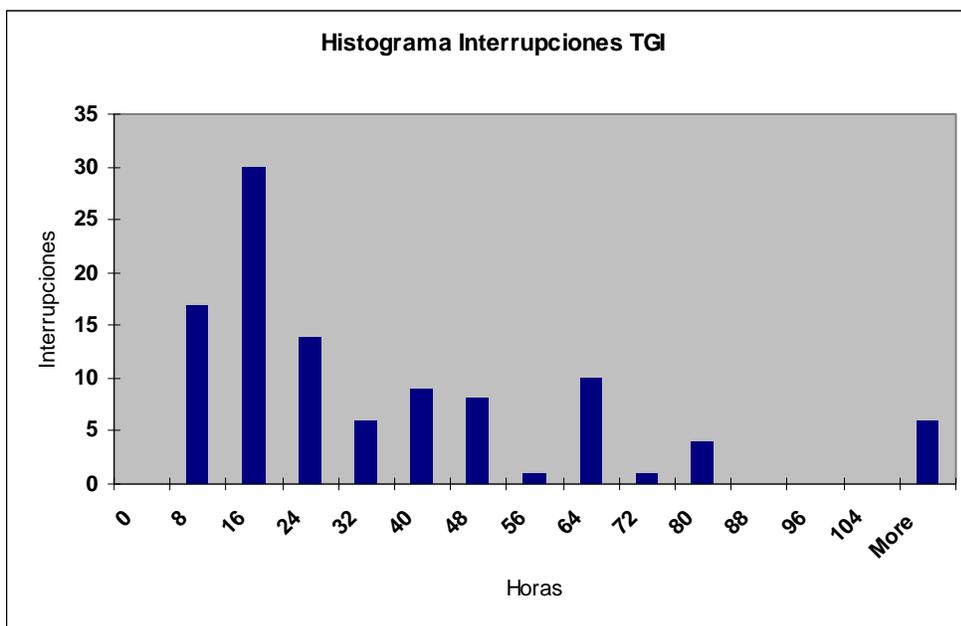


Fig. 25. Histograma de interrupciones en TGI. Fuente: CREG

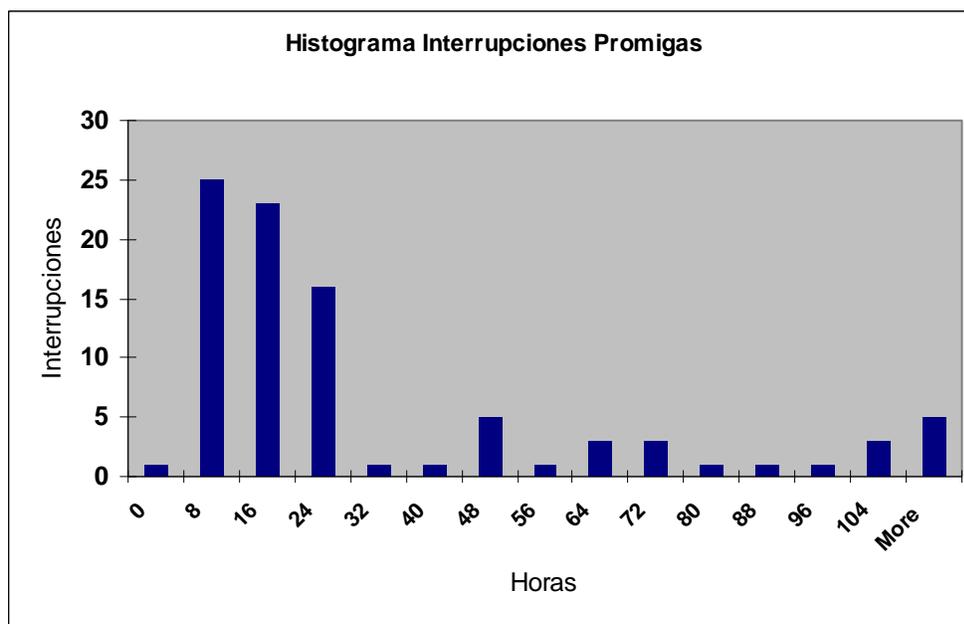


Fig. 26. Histogramas de interrupciones Promigas. Fuente: CREG

b) Fallas o mantenimientos en el Sistema de Producción

El 90% del suministro de gas de Colombia proviene de dos campos principales: a) Guajira, con aproximadamente la mitad de las reservas de Colombia y el 58.6% de la

producción, operado conjuntamente por Ecopetrol y Chevron Texaco (con una producción promedio de 640 GBtu en 2009 y un precio regulado de 2.76US\$/MMBtu), y b) Cusiana, con aproximadamente la mitad restante de las reservas colombianas y el 28.4% de la producción, operado conjuntamente por Ecopetrol, BP y Total (produjo 220 GBtu/d en 2009 y obtuvo un precio por subasta de 6.14 US\$/MMBtu).

Por su importancia en relación con el sistema de Colombia, serán considerados en detalle los datos estadísticos de los campos de la Guajira (Chuchupa en la Fig. 27) y Cusiana.



Fig. 27. Pozos productivos en Colombia. Fuente: TGI

Como se puede ver en la Fig. 28, donde se muestran los mantenimientos programados entre octubre de 2009 y octubre de 2010 en la producción de todo el país, en la situación actual resultan determinantes los mantenimientos programados en los campos de la Guajira.

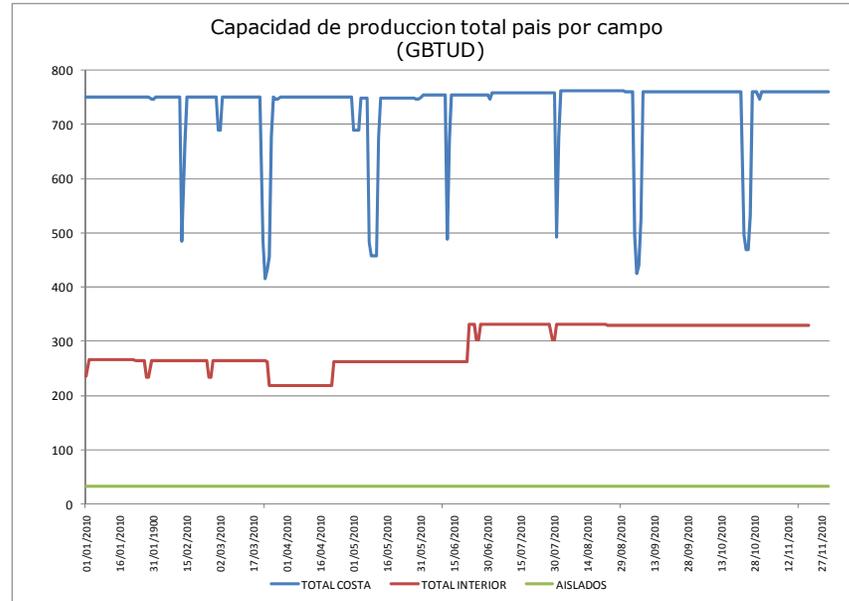


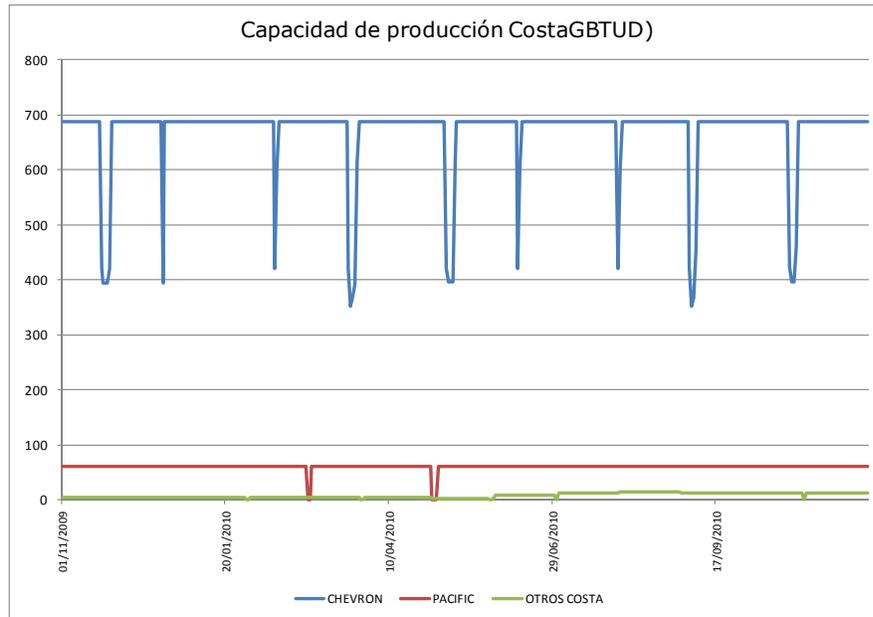
Fig. 28. Mantenimientos programados en la capacidad de producción de Colombia. Enero 2010-Noviembre 2010. Fuente: CNO Gas

En la Fig. 29 se pueden ver las disminuciones de capacidad de producción por los mantenimientos programados previstos entre enero y noviembre de 2010 en los campos de Chevron en la Guajira. Mientras que, como se puede ver en la Tabla 20, los mantenimientos programados ocurrieron con un valor medio de 4.7 por año en la Guajira en los últimos 6 años, la Fig. 29 muestra que la operación de los nuevos sistemas de compresión en la producción en la Guajira ha exigido una mayor frecuencia de mantenimientos que ha pasado a unos 9 eventos por año.

Las disminuciones de la capacidad de producción de la Guajira oscilan entre el 40 y el 45% del total de la capacidad por evento. La cantidad de eventos no programados es mucho menor que la de los programados y la tasa de ocurrencia total de interrupciones en los últimos 6 años fue de 5.8 eventos por año. Considerando la mayor cantidad de mantenimientos programados requeridos, la tasa total actualmente se eleva a unos 10 eventos por año.

Tabla 20. Estadística de interrupciones de producción en Colombia. Fuente: CREG

	Estadística	Interrup. No Programadas NP	Interrup. Program. P	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones por año
GUAJIRA	2004-2010	7	28	43.30	49.27	1	216	5.83
CUSIANA	2004-2010	11	39	52.91	84.30	2	432	8.33

**Fig. 29. Mantenimientos programados en la capacidad de producción de la Costa. Oct. 2009-Oct. 2010. Fuente: CNO Gas**

En la Fig. 30 se pueden ver las disminuciones de capacidad de producción por los mantenimientos programados previstos entre octubre de 2009 y octubre de 2010 (así como la expansión de la capacidad de producción) en los campos de BP en Cusiana. Como se puede ver en la Tabla 20, los mantenimientos programados ocurrieron con un valor medio de 6.5 por año en Cusiana en los últimos 6 años, valor que parece mantenerse actualmente según se desprende de la Fig. 30.

Las disminuciones de la capacidad de producción de Cusiana oscilan entre el 10 y el 20% del total de la capacidad por evento. La cantidad de eventos no programados es mucho menor que la de los programados y la tasa de ocurrencia total de interrupciones en los últimos 6 años fue de 8.3 eventos por año.

Comparando los casos de Guajira con Cusiana, resulta que actualmente la tasa de interrupciones es similar (o ligeramente superior en Guajira que en Cusiana), pero que la disminución de la capacidad de producción por evento es mucho mayor en Guajira.

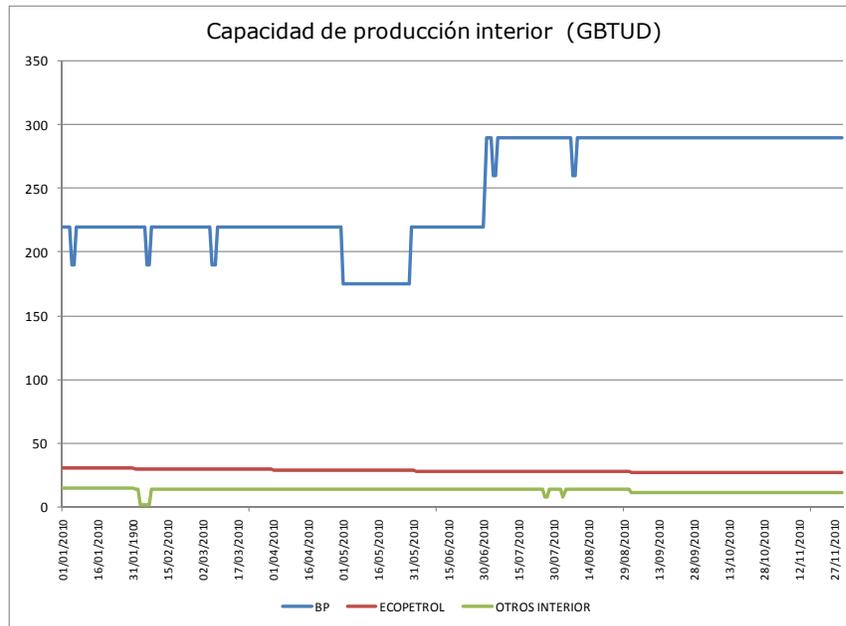


Fig. 30. Mantenimientos programados en la capacidad de producción del Interior. Oct. 2009-Oct. 2010. Fuente: CNO Gas

En cuanto a la duración de las interrupciones, las Fig. 31 y Fig. 32 muestran los histogramas para los cortes de producción en Guajira y Cusiana, respectivamente.

Como se resume en la Tabla 20, la duración media de las interrupciones (programadas o no programadas) en la producción de Guajira es de 43.3 horas y de 52.9 horas en Cusiana. Los desvíos estándar son de 49 y 84 horas, respectivamente.

Es decir que, mientras que la duración media de los eventos es del mismo orden en ambos campos de producción, la dispersión es mayor en Cusiana, que tiene históricamente mayor incidencia de eventos no programados.

Teniendo en cuenta los histogramas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas podría ser considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones podría modelarse, como es habitual, como un proceso de Poisson.

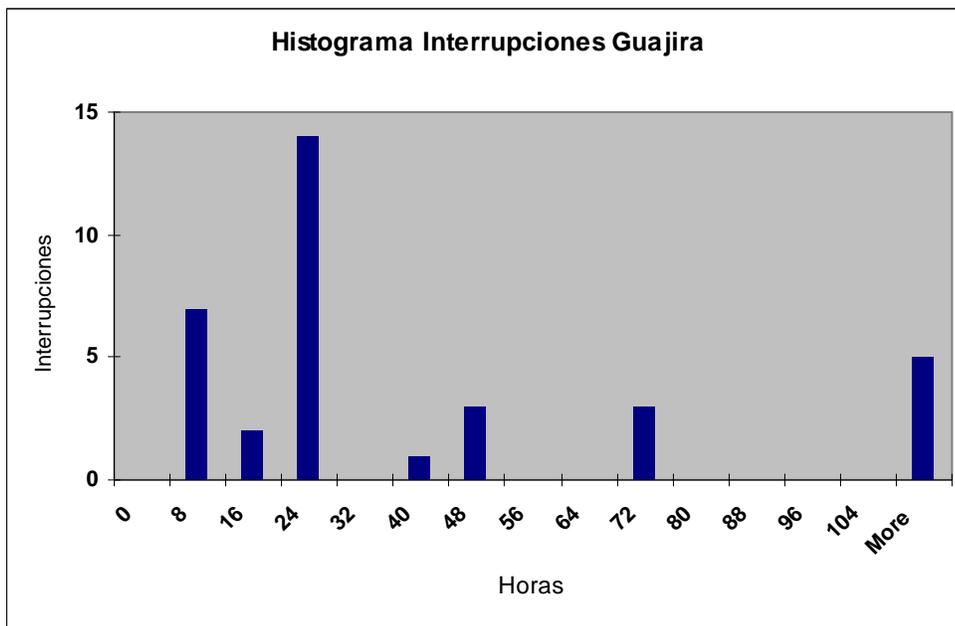


Fig. 31. Histograma de interrupciones de producción en Guajira. Fuente: CREG

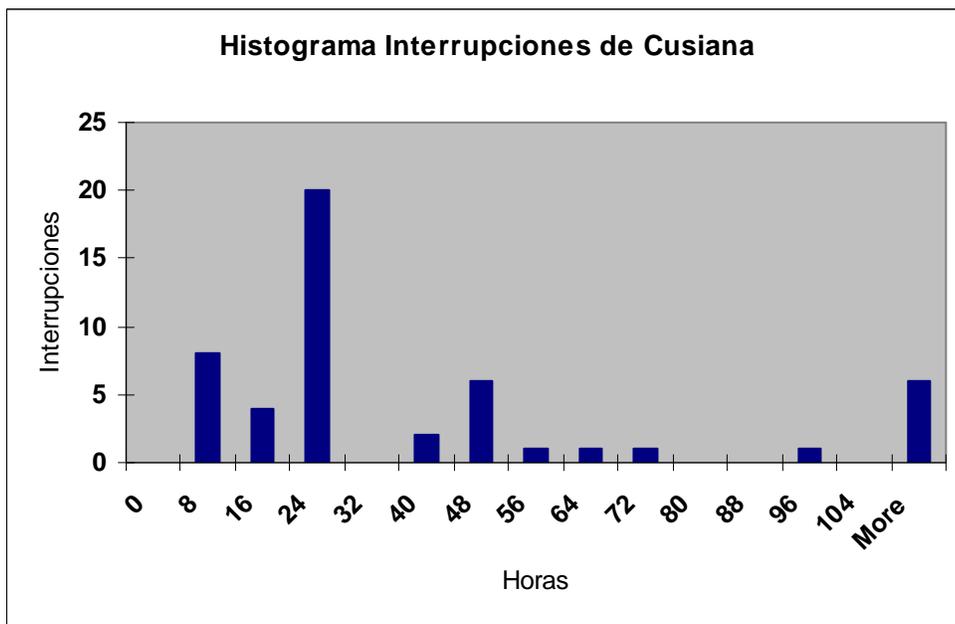


Fig. 32. Histograma de interrupciones de producción en Cusiana. Fuente: CREG

c) Dificultades operativas por una demanda diaria excepcionalmente elevada

No teniendo Colombia un mercado residencial con fuertes variaciones por demanda invernal, la principal dificultad operativa se origina por los redespachos de las plantas termoeléctricas

Por condiciones intrínsecas del transporte de gas, reconocidas en el RUT, las renominaciones se deben realizar con un mínimo de 6 horas de anticipación en relación con el momento en que se requiera la modificación en el flujo de gas.

Por otra parte, para garantizar la demanda de energía, en ciertas ocasiones, el CND debe ajustar sus despachos de generación para periodos menores a las 6 horas.

Es decir que los tiempos de respuesta de los redespachos eléctricos no se ajustan a las condiciones operativas del transporte de gas, lo cual ocasiona desempaque del sistema de transporte, poniendo en riesgo el abastecimiento de gas debido al descenso de la presión operativa.

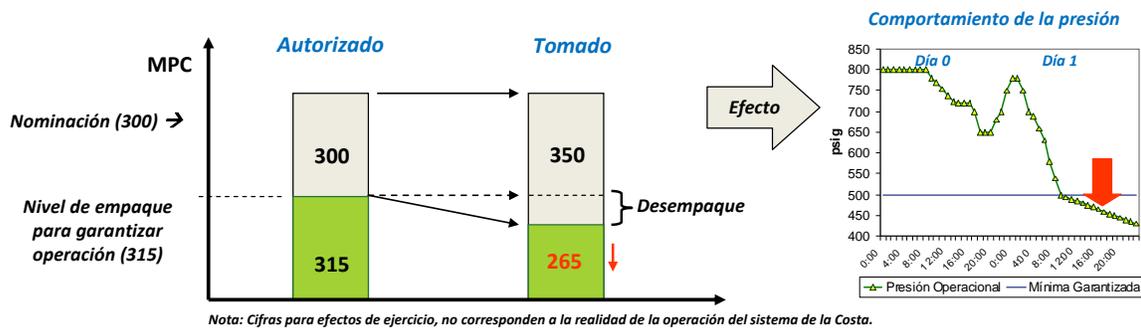


Fig. 33. Dificultades de operación debido a los despachos de generación para períodos menores a las 6 horas. Fuente: Promigas

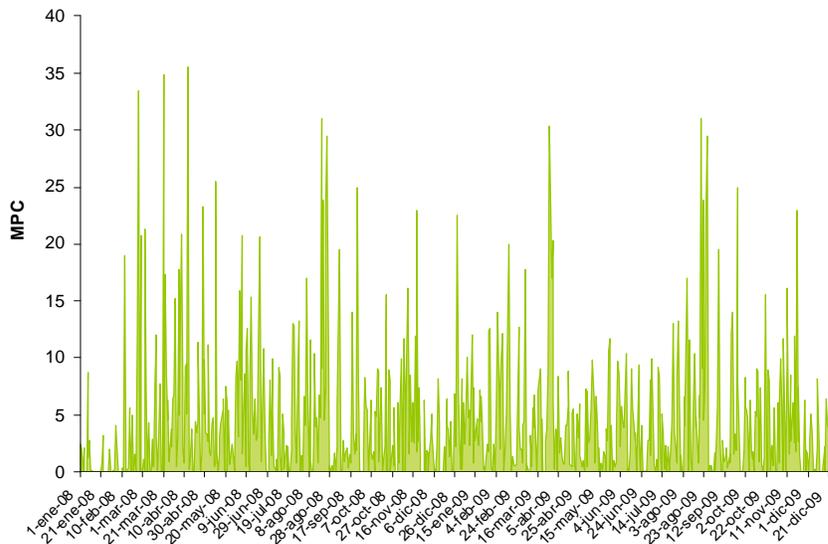


Fig. 34. Diferencias entre el Volumen Real Tomado y las Cantidades Nominadas.
Fuente: Promigas

Los mayores requerimientos para redespachos observados durante del período analizado alcanzan los 50 MPCD en la Costa Atlántica y menos de 10 MPCD en el Interior.

Por su parte, la capacidad de almacenamiento en gasoducto (“parqueo”) es de 9 MPC en Promigas para el tramo Ballena-Cartagena (equivalente al redespacho de 180 MW por 5 horas) y de 15 MPC en TGI (equivalentes al redespacho de 300 MW por 5 horas).

4.2.3. Continuidad del servicio

Señales regulatorias inadecuadas o una deficiente gestión de los contratos de gas y de transporte por parte de los Agentes pueden repercutir negativamente en la **continuidad** de las prestaciones.

En este sentido, la utilización de la capacidad de transporte y producción de las centrales térmicas por usuarios residenciales, comerciales y GNV durante los años en que el gas natural no es requerido para generación produce en el sistema una señal de firmeza ficticia, dado que el servicio debe ser interrumpido cuando los requisitos de baja hidráulica disparan la demanda de gas para generación.

Esto es lo que aparentemente ha ocurrido en el sistema de TGI durante la última sequía producida por el Niño de fines del año 2009. En efecto, considerando una capacidad del sistema de TGI de 450 GBtu/d (Ballena – Barrancabermeja 190 GBtu/d, Cusiana – Bogota – Neiva 220 GBtu/d, otros 40 GBtu/d) y una demanda en tiempos normales de 363 GBtu/d, resulta una sobrecapacidad de 87 GBtu/d.

Durante el fenómeno de El Niño, la demanda de gas de las plantas térmicas aumenta en 177 GBtu/d, provocando un exceso de demanda de 90 GBtu/d, lo que ocasionó los problemas de abastecimiento más significativos registrados recientemente en Colombia.

Alrededor de esta falta de respaldo físico para la demanda han surgido algunos problemas contractuales y regulatorios (David Harbord & Nils-Henrik von der Fehr, “Regulation and Incentives for Investment in the Colombian Gas Transport Network: Conclusions”, 2009):

- a) Consumidores con contratos interrumpibles –taxis y algunas plantas industriales- protestaron al gobierno cuando su suministro fue interrumpido. El Ministerio de Minas y Energía intervino en el mercado para reasignar el gas, independientemente de sus posiciones contractuales.
- b) Esto llevó a reclamos en relación a que las inversiones en gasoductos habían sido insuficientes debido a la falta de incentivos en el régimen regulatorio de la CREG.
- c) También existieron quejas en relación con problemas para obtener contratos de suministro de gas en firme, haciendo que los consumidores fueran mucho menos proclives a la firma de contratos de transporte.
- d) La empresa Gas Natural ha firmado contratos de capacidad de transporte en firme con TGI sin tener firmados contratos de suministro en firme asociados.
- e) Gecelca ha firmado contratos de capacidad de transporte en firme con Promigas hasta el 2016, pero con contratos de suministro de gas insuficientes.

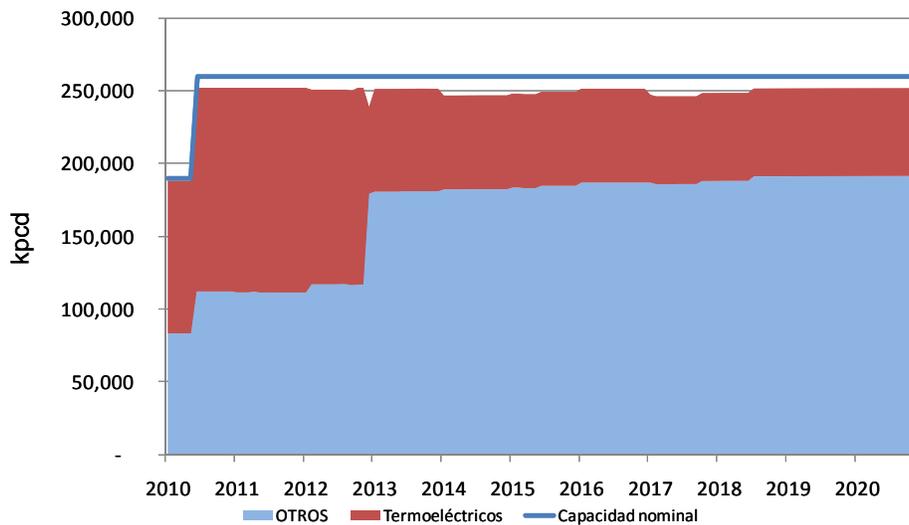


Fig. 35. Capacidad contratada Ballena – Barrancabermeja. Fuente: TGI

La falta de capacidad de transporte para toda la demanda firme también puede deducirse de la capacidad de transporte contratada de la ampliación del tramo Ballena – Barrancabermeja que se muestra en la Fig. 35.

Por su parte, la falta de contratos de suministro en firme para el mercado regulado en el caso de la Empresa 1 se puede ver en la Tabla 21, ya que la firmeza condicionada está relacionada justamente con la prioridad requerida por el mercado eléctrico en condiciones de baja hidraulicidad.

Tabla 21. Situación contractual de los Distribuidores. Fuente: CREG

Empresa	Mercado	% Firme	% Firme Condicionado	% Interrumpible
Empresa 1	Regulado	62%	37%	20%
	No Regulado	68%	9%	93%
Empresa 2	Regulado	9%	0%	224%
	No Regulado	10%	0%	303%
Empresa 3	Regulado	50%	26%	39%
	No Regulado	0%	151%	0%
Empresa 4	Total	100%		
Empresa 5	Total			100%
Empresa 6	Regulado	95%		5%
	No Regulado	93%		7%
	GNV	0%		100%
Empresa 7	Regulado	100%		
	No Regulado	0%		100%
	GNV	100%		
Empresa 8	Total	87%		13%
Empresa 9	Regulado	100%		
	GNV	100%		

Si bien las cuestiones contractuales y regulatorias que afectan la continuidad del servicio están más relacionadas con la seguridad de abastecimiento que con la confiabilidad, serán tratadas en este trabajo en la forma de sugerencias al conjunto de regulaciones necesarias para coordinar las acciones de confiabilidad, continuidad y seguridad del abastecimiento.

4.3. VALORACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO DE LAS RESTRICCIONES EN LA ACTIVIDAD ECONÓMICA AGREGADA

La continuidad del servicio público domiciliario de gas combustible es una premisa contenida en el marco legal colombiano (Ley 142 de 1994), como criterio de calidad en la prestación del servicio. No obstante, al considerar las características operativas de los diferentes elementos que conforman el sistema de prestación del servicio de gas natural, esto

es: sistemas de producción, gasoductos de transporte y redes de distribución, se pueden enfrentar interrupciones del servicio causadas por fallas programadas o no programadas de la operación de cualquiera de los elementos que conforman el sistema.

En el presente estudio, se tiene por objeto estimar el nivel de confiabilidad actual del sistema colombiano, con el fin de valorar este concepto de manera explícita e incluirlo como parte del costo del servicio. Así mismo y en caso de ser necesario, se diseñarán esquemas tarifarios para remunerar de manera eficiente aquellos activos que puedan aportar al incremento de la confiabilidad del sistema de manera global o de manera regional.

Para cumplir con estos objetivos, es necesario contar con una evaluación económica de los efectos que tiene una interrupción en los diferentes tipos de usuarios del servicio, lo cual permitirá identificar la viabilidad económica de las diferentes alternativas tecnológicas que pueden existir para garantizar el nivel de confiabilidad que se quiera garantizar.

No obstante, en el caso específico del servicio de gas natural, es necesario considerar que se trata de un energético que tiene sustitutos y por lo tanto sus consumidores tienen la posibilidad de utilizar o consumir otros energéticos que pueden reemplazar total o parcialmente la ausencia del gas natural.

En esta sección se presenta la valoración económica de los efectos de las interrupciones en los usuarios finales, considerando todo lo anterior.

4.3.1. Fuentes de información disponible

Para el desarrollo del objetivo del presente capítulo se contó con las siguientes fuentes de información:

- Balances Energéticos Nacionales 1975 – 2006, elaborado por la UPME.
- Estudio de Costos de Racionamiento de Electricidad y Gas Natural, publicado por la UPME en enero de 2004.
- Clasificación por tipo de actividad industrial del DANE.
- Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural en Colombia, publicado por la UPME en octubre de 2009.
- Consumos residenciales y no residenciales de las empresas de distribución y comercialización de gas natural, publicados en el Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Reporte de estadísticas de interrupciones del servicio programadas y no programadas del servicio de gas natural, de acuerdo con la Circular CREG 027 de 2010.

Es importante aclarar que la información más reciente que se tiene para establecer la caracterización del consumo de gas natural por sector productivo (tipo de proceso industrial), es el estudio de la UPME del año 2006, por lo que para efectos del ejercicio se supone esta misma desagregación para los consumos actuales.

4.3.2. Metodología de Valoración

La valoración de los efectos económicos de las interrupciones del servicio se realizó siguiendo la siguiente metodología:

a. Caracterización del consumo de gas natural

A partir de la información disponible, se estableció la discriminación del consumo de gas natural entre los diferentes tipos de usuarios, es decir:

- Industria
- GNV
- Generación térmica
- Residencial
- Petroquímica

Adicionalmente y considerando la pertinencia para efectos del ejercicio, dentro del sector industrial se hizo un esfuerzo complementario por desagregar el consumo por tipo de proceso productivo, lo cual permite identificar de manera más cercana a la realidad los costos de las interrupciones.

b. Identificación de los efectos de una interrupción

Considerando el uso que cada tipo de consumidor hace del gas natural, se identificaron los efectos que generan las interrupciones del servicio, como elemento de partida para la valoración económica.

c. Valoración de los efectos de una interrupción

Para definir el valor económico que tiene una interrupción del servicio de gas natural sobre los diferentes sectores de consumo, se utilizaron los siguientes criterios:

- Costos de racionamiento
- Costo del sustituto (en los casos donde aplica)

El objetivo es tener estas dos alternativas para comparación, ya que el estudio de costos de racionamiento que desarrolló la UPME abordó el tema de manera detallada para una muestra representativa de los usuarios, analizando los efectos en la producción y las posibles pérdidas derivadas de la suspensión del proceso productivo. Al final del ejercicio se pretende establecer el costo económico de las interrupciones para cada segmento de consumo.

4.3.3. Resultados

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología descrita en la sección anterior.

a. Caracterización del consumo de gas natural

La evolución del consumo mensual de gas natural en Colombia se muestra en la Fig. 36, la cual refleja el incremento del consumo térmico a partir de septiembre de 2009 como consecuencia de la aparición del fenómeno de El Niño, que por su errática frecuencia de repetición hace que estos últimos meses no sean representativos de la composición de la demanda de gas natural.

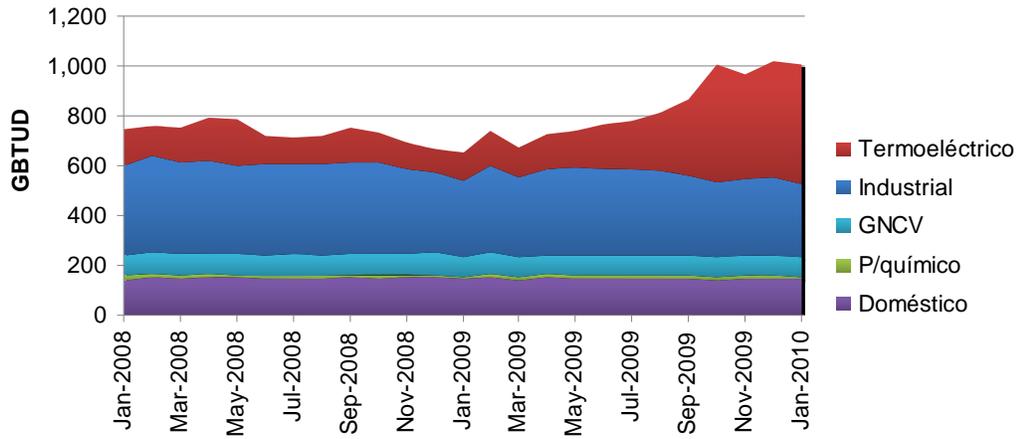


Fig. 36. Evolución del Consumo de Gas Natural en Colombia. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras del CNO-Gas

Para atenuar esta situación particular, se promedió el consumo mensual de estos dos últimos años con el fin de establecer la composición entre los diferentes sectores de consumo, obteniendo como resultado los porcentajes que se presentan en la Fig. 37.

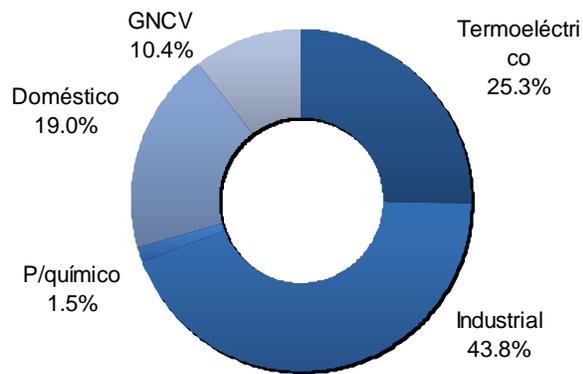


Fig. 37. Desagregación del Consumo Promedio de Gas Natural por Sectores. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras del CNO-Gas

Del estudio de la UPME²¹ (2006), se determinó el consumo de gas natural en cada una de las actividades industriales en las que se divide este renglón de la economía nacional (ver Tabla 22), donde se puede observar que los procesos productivos químicos y cementeros son consumidores intensivos de gas natural, agrupando el 79% de la energía consumida por el sector industrial en 2006. Teniendo en cuenta que esta es la información más reciente con la cual se cuenta, para efectos de este estudio se supone la misma composición en adelante.

Tabla 22. Composición de los Consumos en el Sector Industrial. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras estudio UPME (2006)

	TCAL	%
Alimentos Bebidas y Tabaco	1.133	6,3%
Textil y Confecciones	126	0,7%
Calzado y Cueros	61	0,3%
Maderas y Muebles	301	1,7%
Papel e imprenta	855	4,8%
Químicos	7.555	42,2%
Cemento	6.681	37,3%
Piedras Vidrio y Cerámica	181	1,0%
Hierro Acero y No Ferroso	499	2,8%
Maquinaria y Equipos	77	0,4%
Otros	453	2,5%
Total	17.921	100%

La caracterización de la demanda del sector termoeléctrico se realiza con base en las plantas térmicas que cuentan en la actualidad con contratos de suministro de gas natural y que por lo tanto disponen combustible para generación. Las cifras de la Tabla 2 corresponden a la proporción en términos de su capacidad de generación; sin embargo, para efectos del ejercicio actual resulta más apropiado utilizar las cifras de consumo con base en la generación promedio mensual de los últimos dos años (Ver Tabla 24 y Fig. 38).

²¹ Balances Energéticos Nacionales 1975 – 2006

Tabla 23. Plantas Térmicas que Consumen Gas Natural para Generación. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras XM S.A. ESP

Planta de Generación	Capacidad	
	Efectiva Neta MW	%
TEBSAB	750	28,5%
TERMOSIERRAB	460	17,5%
TERMOCENTRO 1	285	10,8%
TERMOEMCALI 1	233	8,9%
TERMOVALLE 1	203	7,7%
FLORES 3	175	6,7%
MERILECTRICA 1	169	6,4%
FLORES 1	160	6,1%
FLORES 2	112	4,3%
TERMODORADA 1	51	1,9%
TERMOYOPAL 2	30	1,1%

Tabla 24. Proporción de la Generación Térmica a Gas Natural. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras XM S.A. ESP

Planta de Generación	%
TEBSA TOTAL	64,107%
TERMO SIERRA 1	9,418%
TERMOFLORES 1	9,195%
TERMOCENTRO 1	4,529%
TERMOFLORES 3	3,987%
TERMOVALLE 1	3,887%
TERMOFLORES 2	2,162%
TERMOEMCALI 1	1,614%
MERILECTRICA 1	0,730%
TERMODORADA 1	0,365%
TERMOYOPAL	0,005%

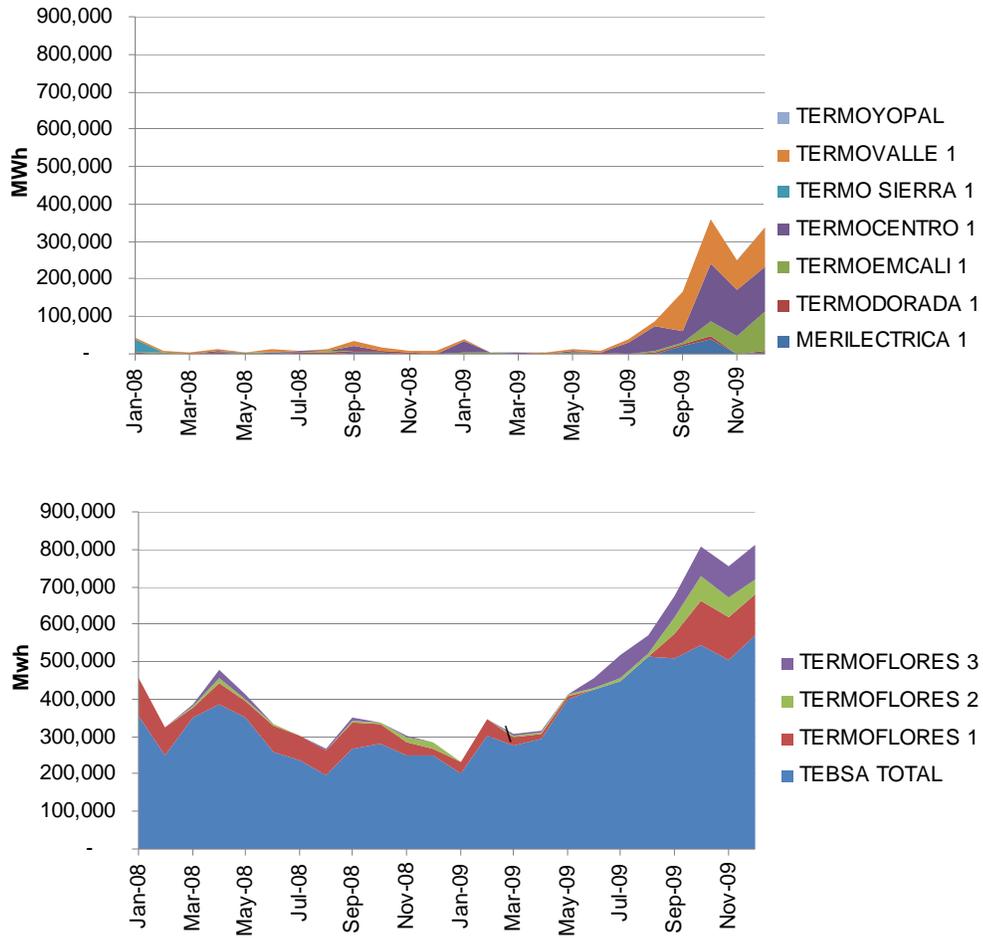


Fig. 38. **Generación Térmica a Gas Natural. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras XM S.A. ESP**

El sector de GNV está concentrado principalmente en vehículos de transporte público (taxis) y ha presentado un crecimiento importante en los últimos años, con lo cual se convierte en un segmento de mercado que puede generar situaciones políticas y de orden público sensibles para las principales ciudades del país, donde operan la mayor cantidad de estos vehículos, como se presenta en la Tabla 25 más abajo.

Tabla 25. Composición Geográfica de los Vehículos a Gas Natural (Acumulado a Marzo de 2010). Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras MME

Ciudad	Vehículos Convertidos a GNV	%
Bogotá	103.355	33,7%
Cali	37.240	12,2%
Barranquilla	31.324	10,2%
Medellín	30.938	10,1%
Bucaramanga	15.689	5,1%
Cartagena	13.936	4,5%
Villavicencio	9.167	3,0%
Pereira	9.089	3,0%
Ibagué	6.972	2,3%
Santa Marta	6.905	2,3%
Armenia	5.135	1,7%
Manizales	5.134	1,7%
Montería	4.948	1,6%
Neiva	3.562	1,2%
Tulúa	3.142	1,0%
Sincelejo	2.916	1,0%
Palmira	2.761	0,9%
Sogamoso	1.473	0,5%
Tunja	1.451	0,5%
Cartago	1.397	0,5%
Duitama	1.218	0,4%
Otras	8.554	2,8%
Total	306.306	

b. Identificación y valoración de los efectos de una interrupción

De acuerdo con el último estudio de la UPME sobre costos de racionamiento, entendidos éstos como la medida en términos monetarios de los daños económicos y sociales (pérdidas de bienestar) que enfrenta un consumidor cuando se presentan interrupciones en la prestación del servicio, se obtiene lo siguiente para los diferentes segmentos de consumo.

- Sectores Residencial y Comercial

En este segmento, dada la cantidad de usuarios y la dispersión de los mismos, debe considerarse un costo que se deriva no solo de los costos de reconexión casa por casa y de los perjuicios a los usuarios por la falta del servicio para cocinar y calentar agua, sino también del riesgo de accidentes al momento de suministrar nuevamente el servicio, en la medida que pudieran quedar registros abiertos capaces de generar escapes de gas. En la siguiente tabla se presentan los costos de racionamiento estimados en el estudio de la UPME (2004).

Tabla 26. Costos de Racionamiento de Gas Natural – Sector Residencial. Fuente: UPME (2004)

Estrato	Costo de Racionamiento \$ Dic 09/m3
1	896,86
2	901,61
3	942,97
4	877,51
5	918,35
6	1.037,85

Estos valores resultan muy bajos, ya que se encuentran cercanos a la tarifa por unidad de volumen de gas, en tanto que la tarifa de electricidad promedio nacional, por ejemplo, es de aproximadamente \$64.478/MBtu.

Para los clientes residenciales -que en la práctica suelen carecer de las instalaciones para la utilización de fuentes energéticas alternativas- resulta difícil estimar las pérdidas económicas originadas durante los cortes. Existen, sin embargo, algunos trabajos referidos a los costos de interrupción del servicio eléctrico. En estos trabajos, a partir de estudios conceptuales y datos empíricos, se estiman las pérdidas originadas por los cortes como una relación de los daños por kWh al costo por kWh. Este valor muestra una gran dispersión, variando entre 30 y 500 veces el costo de la energía. Este resultado no es sorprendente, ya que una súbita pérdida de electricidad puede causar serios problemas a muchos clientes. Extrapolando estos resultados al caso de restricciones en el servicio de gas, se obtiene un rango entre \$200.000/MMBtu y \$1.000.000/MMBtu de demanda cortada de gas como costo de las restricciones para todos los clientes sin capacidad de utilización de combustible alternativo. En este estudio se utilizará un valor intermedio de \$600.000/MMBtu.

- Sector Industrial

Para estos usuarios, una interrupción puede implicar pérdidas en la producción y sobrecostos por la utilización de energéticos sustitutos. También pueden presentarse incrementos en los costos de producción por la modificación de turnos de mano de obra.

La siguiente Tabla 27 muestra los costos de racionamiento que resultaron del estudio de la UPME (2004), los cuales reflejan las pérdidas económicas por concepto de impactos en el proceso productivo y comercial de ventas.

Tabla 27. Costos de Racionamiento de Gas Natural – Sector Industrial. Fuente: UPME (2004)

Región	Costo de Racionamiento \$ Dic 09/m3
Andina Centro	4.804
Andina Norte	3.706
Andina Sur	4.909
Caribe	3.011
Antioquia-Chocó	4.800
Viejo Caldas	3.727
Nacional	4.186

Ahora bien, se realizó también un ejercicio desde el punto de vista de las posibilidades de sustitución, tomando como referencia el estudio “Balances Energéticos Nacionales 1975 – 2006 (UPME)”, se establecieron los energéticos que podrían consumir los diferentes procesos industriales (según la clasificación de la Tabla 22).

En la siguiente Tabla 28 se presentan los diferenciales de precios entre el sustituto de cada proceso industrial y el gas natural.

Tabla 28. Costo de Sustitución con base en el Precio del Gas Natural²². Fuente: Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras Ecopetrol

	Carbon	Fuel oil	GLP	Diesel	Diferencial
Alimentos Bebidas y Tabacos	0%	0%	100%	0%	11.560
Textil y Confecciones	0%	0%	100%	0%	11.560
Calzado y Cueros	0%	50%	50%	0%	11.320
Maderas y Muebles	0%	0%	100%	0%	11.560
Papel e imprenta	0%	33%	33%	33%	15.453
Químicos	33%	33%	0%	33%	11.604
Cemento	33%	33%	0%	33%	11.604
Piedras Vidrio y Ceramicas	0%	0%	100%	0%	11.560
Hierro Acero y No Ferrosos	100%	0%	0%	0%	1
Maquinaria y Equipos	0%	0%	100%	0%	11.560
Otros	25%	25%	25%	25%	11.602

- Sector GNV

Ante una interrupción del servicio, estos consumidores tienen la posibilidad de utilizar gasolina como combustible sustituto, en la medida que la totalidad de vehículos a gas natural que existen en Colombia han sido adaptados y por lo tanto aún conservan los sistemas y los tanques necesarios para consumir combustibles líquidos.

²² Para determinar los precios se utilizaron las mismas referencias para comparación, es decir, para los combustibles líquidos se toma el precio en refinería (ingreso al productor), para el gas natural el precio en boca de pozo de Guajira (referencia nacional por condición de mercado), y para el carbón el precio FOB de exportación del carbón térmico (Fuente DANE).

En este sentido, el costo que genera una interrupción a los usuarios de este segmento del mercado está determinado por el diferencial de precios entre la gasolina y el GNV (Ver Tabla siguiente que presenta este diferencial para los precios de enero de 2010).

Tabla 29. Precios de Gasolina y GNV en Ciudades Principales (enero de 2010).
Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras UPME

Ciudad	Gasolina Corriente \$/MBTU	GNV \$/MBTU	Diferencial \$/MBTU
Barranquilla	61.287	39.849	21.439
Bogotá	62.102	40.335	21.768
Bucaramanga	60.802	39.162	21.640
Cali	62.395	41.031	21.365
Cartagena	61.038	40.823	20.215
Medellín	61.718	34.549	27.169
Neiva	63.387	31.092	32.295
Pereira	61.903	36.156	25.747
Santa Marta	61.717	40.634	21.083
Valledupar	50.604	24.069	26.535
Villavicencio	62.535	43.434	19.102

- Sector Termoeléctrico

En este caso, los efectos de una interrupción deben analizarse a la luz de las implicaciones para el sector eléctrico y sus consumidores. En condiciones hidrológicas normales, la indisponibilidad de una planta térmica a gas natural puede ser cubierta por otra planta; sin embargo, para el agente a quien se le interrumpió el servicio pueden presentarse implicaciones económicas directas, derivadas de la obligación de pagar la energía no entregada al diferencial entre el precio ofertado y el precio de bolsa, así como los efectos de este tipo de situaciones en sus indicadores de indisponibilidad histórica, de acuerdo con la regulación vigente.

Ahora bien, existen posibilidades de sustitución para las plantas de generación térmica, las cuales llevarían a evaluar el costo de las interrupciones a partir del diferencial de precios entre el combustible sustituto y el gas natural. En la siguiente tabla se presenta el diferencial entre el precio del gas en boca de pozo, y el precio del diesel y el fuel oil en refinería. Las plantas de generación de tecnología de turbina podrían utilizar diesel como sustituto y las de vapor utilizarían fuel oil.

Tabla 30. Precios en Refinería del Diesel y Fuel Oil y en Boca de Pozo del Gas Natural. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados con cifras Ecopetrol

Mes	Diesel	Fuel Oil	Gas Natural
	\$/BTU	\$/BTU	\$/BTU
ene-09	29.786	12.258	10.040
feb-09	27.352	11.727	6.693
mar-09	29.404	13.595	6.693
abr-09	28.162	13.342	6.693
may-09	29.360	15.426	6.693
jun-09	26.931	17.140	6.693
jul-09	32.702	19.487	6.693
ago-09	29.889	19.487	5.583
sep-09	32.846	21.294	5.583
oct-09	30.412	21.294	5.583
nov-09	31.424	21.294	5.583
dic-09	33.241	21.819	5.583
ene-10	33.398	21.820	7.830
Promedio	30.377	17.691	6.611

En la siguiente tabla se muestran las plantas de generación térmica que en la actualidad operan con gas natural como combustible principal, pero que cuentan con la posibilidad de consumir un combustible alternativo.

Tabla 31. Posibilidades de Sustitución en el Sector Térmico. Fuente: XM S.A. ESP

Unidad	Combustible Alternativo
Termoemcali	Diesel
Termocentro	Jet A1
Termovalle	Diesel
Termosierra	Fuel Oil

En resumen, a continuación se presenta una tabla con la valoración económica por unidad de energía de las interrupciones, discriminada para los diferentes segmentos de consumo de gas natural.

Tabla 32. Costo Económico de las Interrupciones del Servicio de Gas Natural. Fuente: ITANSUCA - Freyre & Asociados

Sector	Costo de Interrupción (\$/MMBTU)
Doméstico	600,000
Termoeléctrico - Diesel	23,767
GNCV - Promedio	23,487
Termoeléctrico - Fuel Oil	11,080
Industrial - Promedio	10,853