



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CRITERIOS DE CONFIABILIDAD Y REGLAS PARA LA EVALUACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN EN CONFIABILIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DE GAS NATURAL

DOCUMENTO CREG-024
8 junio de 2012

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

Contenido

1.	Antecedentes.....	37
1.1	Resultados del estudio desarrollado en 2010.....	39
1.2	Cambios en la política de confiabilidad	41
1.3	Opción de gas importado para el Cargo por Confiabilidad e Inclusión del Tema de Seguridad Eléctrica.....	41
2.	Actualización del estudio de confiabilidad en 2011	43
2.1	Análisis Costo Beneficio.....	45
3.	Impactos si los generadores térmicos optan por diesel.....	46
3.1	Impactos al sector eléctrico.....	46
3.2	Impactos al sector gas	47
4.	Distribución de los beneficios y asignación de riesgos por demanda contingente.....	47
4.1	Asignación de riesgos por demanda contingente.....	48
4.1.1	Riesgo de la demanda de gas natural:.....	48
4.1.2	Riesgos del sector eléctrico:.....	48
4.2	Estimación de los beneficios	49
4.2.1	Beneficio esperado por generación de seguridad.....	50
4.2.2	Beneficio esperado de las instalaciones de GNI para el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme (OEF).....	50
4.2.3	Beneficio esperado de las instalaciones de GNI para la confiabilidad del sistema de gas natural.....	51
4.2.4	Participación de cada segmento de la demanda en los beneficios de los proyectos GNI.....	53
5.	Propuesta regulatoria para el establecimiento de los criterios de confiabilidad y la fijación de las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión.....	54
5.1	Análisis jurídico que sustenta la propuesta regulatoria.....	54
5.1.1	Las competencias establecidas en la Ley - la CREG es competente para regular las distintas soluciones de confiabilidad.....	54
5.2	Criterio de Confiabilidad.....	64
5.3	Reglas para la evaluación y lineamientos generales para la remuneración de los proyectos de inversión.....	65
5.3.1	Reglas para la evaluación de inversiones en confiabilidad.....	66
5.3.2	Esquema de participación y remuneración.....	67
5.3.3	Compensaciones y Garantías	69
5.4	Período de Transición.....	69
5.4.1	Valor a remunerar	70
5.4.2	Remuneración.....	71
5.4.3	Requisitos exigibles a las plantas de GNI a fin de que puedan acceder al Ingreso Regulado	71
5.4.4	Derechos de uso de la capacidad	72
5.5	Coordinación operativa	72
6.	Recomendaciones.....	73
7.	Referencias Bibliográficas	73

Criterios de confiabilidad, reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión en confiabilidad del servicio público de gas natural

1. Antecedentes

A partir del año 2007 se presentó una escasez de gas en firme en el mercado, lo que dio pie a que la CREG iniciara una serie de análisis con el fin de identificar acciones para asegurar la continuidad del suministro. (Documento CREG 046 de 2007).

Por esto y de acuerdo con lo definido en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 en donde se establece como obligación principal de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, en el contrato de servicios públicos, "la prestación continua de un servicio de buena calidad", el Ministerio de Minas y Energía dispuso en el Decreto 2687 de 2008¹ que los transportadores de gas natural, los distribuidores de gas natural y/o cualquier otro Agente podría incluir dentro de su plan de inversiones, aquellas que se requirieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

En desarrollo de esta política, la CREG a través de la resolución CREG 075 de 2008, estableció incentivos para que las empresas distribuidoras-comercializadoras adelantaran proyectos que garantizaran la confiabilidad en el suministro de gas.

Como respuesta, sólo la empresa Gas Natural presentó un proyecto "*peak shaving*" para garantizar la prestación del servicio en la ciudad de Bogotá².

Ante la necesidad de evaluar el proyecto presentado por Gas Natural y estudiar diferentes tipos de alternativas en infraestructura para garantizar la continuidad del servicio en la prestación del servicio de gas natural, a través del Convenio Interadministrativo No. 002 de 2008 celebrado entre la ANH, el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se adelantó el estudio para "LA DETERMINACIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL A LOS USUARIOS DE LOS MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN." el cual fue desarrollado en el año 2010 por el Consorcio Itansuca - Freyre & Asociados.

Este estudio se concibió teniendo en cuenta la necesidad de evaluar en detalle: i) los criterios de confiabilidad aplicables a la actividad de distribución-comercialización de gas combustible, ii) la configuración y ubicación óptima en el país de la infraestructura necesaria para garantizar la confiabilidad exigida (e.g. almacenamiento, aire propanado, etc.); iii) los costos estándar de los diferentes componentes de la infraestructura requerida y; iv) las alternativas regulatorias para remunerar la infraestructura requerida de conformidad con el marco legal y regulatorio vigente.

¹ Artículo 14: "Inversiones para Asegurar la Confiabilidad del Servicio.

² Ver Anexo 2

Aunque el estudio se enfocó en principio específicamente a los mercados relevantes de distribución y comercialización, es decir a la demanda regulada, los análisis en el mismo llevaron a determinar que la metodología para identificar soluciones óptimas de confiabilidad y seguridad de abastecimiento requería la consideración de todo el mercado del país.

En el diagnóstico de la situación del sector de gas en Colombia, se identificaron las causas y dimensión de las restricciones y su probabilidad de ocurrencia, procediendo a la valoración del impacto económico de las restricciones, todo ello sobre la base de la información provista por los Agentes.

La valoración del impacto se realizó mediante un modelo que simuló la configuración del sistema de abastecimiento de gas natural del país y las condiciones de oferta y demanda.

El modelo generó las demandas y las fallas del sistema de transporte y producción, y las consiguientes decisiones de los agentes económicos, durante cada uno de los 365 días consecutivos de un año dado. Mediante simulación de Montecarlo este análisis fue repetido, obteniéndose datos estadísticos del abastecimiento y de las restricciones de la demanda en cada uno de los mercados relevantes.

Los análisis se realizaron para la situación correspondiente a la demanda de gas natural durante la influencia del fenómeno de "El Niño"³ y a la situación de oferta e infraestructura de gas natural prevista para fines del año 2011 y para el año 2018.

El modelo permitió la valoración económica de cada una de las alternativas analizadas, a fin de determinar su viabilidad desde el punto de vista técnico y económico. El modelo probabilístico del sistema de gas natural de Colombia constituye la parte medular del Estudio, ya que permite determinar en forma objetiva:

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

³ El fenómeno de "El Niño" hace referencia a la aparición, recurrente más no periódica, de corrientes o aguas superficiales relativamente más cálidas que lo normal en el Pacífico Tropical Central y Oriental, frente a las costas del norte de Perú, Ecuador y sur de Colombia.

1.1 Resultados del estudio desarrollado en 2010

De acuerdo con el estudio desarrollado por el Consorcio Itansuca - Freyre & Asociados, las alternativas para aumentar la confiabilidad del sistema se pueden clasificar de la siguiente manera: a) Almacenamientos, b) Redundancia en el abastecimiento de gas, c) Redundancia en el transporte de gas, d) Manejo operativo y utilización coordinada de combustibles alternativos y e) Disminución de la tasa de falla en el transporte o en la producción de gas natural.

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

De esta forma se obtuvieron los siguientes resultados para los años analizados bajo condiciones críticas, es decir considerando la demanda en un año con presencia del fenómeno del Niño:

Tabla 1

PROYECTO	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac	Costos de Restric	Costos Comb. P. Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversión	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación a fines del 2011 con Buque Regasificador GNL en el Pacífico	1.825.1	140.5	31.5	-	206.6	66.0	2.271.7
Situación a fines del 2011 con Almac. Subterráneo	1.576.8	203.0	166.0	100.4	274.1	19.1	2.339.4
Situación a fines del 2011 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico	1.635.8	242.1	167.6	-	299.9	47.6	2.393.0
Situación a fines del 2011 con inversión de confiabilidad en Cusiana	1.566.2	230.9	306.1	-	281.9	12.8	2.397.9
Situación a fines del 2011 sin proyectos de confiabilidad	1.574.3	242.1	309.7	-	283.1	-	2.409.1
Situación a fines del 2011 con Planta de PS GNL en Bogotá	1.574.3	241.4	294.2	7.6	283.4	27.5	2.428.5
Situación a fines del 2011 con 7 plantas de Propano-Aire	1.574.3	242.1	309.7	-	283.1	42.4	2.451.5

2/2

PROYECTOS (Incluyen las inversiones de transporte necesarias)	Costos de Gas	Costos de Restricción Exportación	Costos de Restricción	Costos Comb. P. Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversión	Costo Total
	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico y en el Pacífico	1.996.7	-	7.6	-	236.6	185.0	2.426.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico e inversión de confiabilidad en Cusiana	1.981.7	-	19.7	-	390.4	206.6	2.586.1
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Almac. Subterráneo	1.886.9	-	22.6	92.0	364.6	212.8	2.593.3
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico	1.969.2	-	34.2	-	388.8	193.8	2.605.2
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Planta de PS GNL en Bogotá	1.957.8	-	31.7	6.4	387.8	221.3	2.630.1
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y 7 plantas de Propano - Aire	1.969.2	-	34.2	-	389.0	236.2	2.647.6

Fuente: Referencia [1]

Las principales conclusiones que la Comisión considera a partir del análisis realizado en este son⁴:

- Tanto en la situación actual como en 2011 y 2018, los niveles de restricciones obtenidos con el modelo indican que, aunque Colombia tiene un problema de confiabilidad, éste tiene un menor impacto que el de seguridad de abastecimiento.
- Debido a la naturaleza del problema colombiano, las soluciones de confiabilidad no aportan una solución económica al de abastecimiento, ya que su diseño está relacionado con problemas puntuales de producción o de transporte, o bien una demanda diaria excepcionalmente elevada que ocurre pocos días por año, pero no para asistir al sistema ante situaciones que se prolongan durante meses.
- La evolución futura del problema de seguridad de abastecimiento depende de los niveles de declinación de La Guajira, las posibilidades de incremento de producción en Cusiana y Cupiagua, los descubrimientos de otros yacimientos y las posibilidades de importación de gas natural desde Venezuela.
- Teniendo en cuenta los costos y el plazo de puesta en marcha, se considera que la solución más adecuada para el problema de seguridad de abastecimiento de Colombia es la utilización de barcos de regasificación, primero en el Pacífico y luego en el Atlántico para compensar y anticipar la declinación prevista en la producción de La Guajira.
- Respecto de los proyectos de confiabilidad, con los costos y volúmenes de las restricciones considerados en este estudio, con la información histórica de fallas de transporte y campos de producción, sin la presencia simultánea de barcos de regasificación, la solución más conveniente sería la utilización coordinada de un sistema de cortes a usuarios con capacidad de sustitución o disposición para liberar su capacidad a un determinado precio.

⁴ Referencia [1]

- f) Luego se ubicaron en el ranking el almacenamiento subterráneo y una planta de aminas de respaldo en Cusiana. Considerablemente más costosas resultarían las otras soluciones de confiabilidad. En el caso de las plantas de propano-aire, debido a que -a pesar de su bajo costo de inversión- utilizan un combustible demasiado costoso y entrarían en funcionamiento en casos muy excepcionales. En el caso de la planta de peak-shaving de gas natural licuado-GNL en Bogotá, debido a que su baja capacidad de almacenamiento no permite su funcionamiento continuo durante un período de sequía y porque el fuerte incremento esperado en la oferta de gas por la comercialización de Cupiagua a partir de fines de 2011 mejora sustancialmente la situación de confiabilidad actual de la región de Bogotá.
- g) Las plantas de regasificación principalmente son una solución al problema de seguridad de abastecimiento al sector termoelectrico en períodos críticos de hidrología, es decir durante el fenómeno del "Niño".

1.2 Cambios en la política de confiabilidad

Durante el desarrollo del estudio, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2730 de 2010 en donde se establecieron otro tipo de obligaciones de confiabilidad cuyo análisis no estaba contemplado en el alcance original del estudio.

Posteriormente, en junio de 2011 se expidió el Decreto 2100, que modificó lo dispuesto en el Decreto 2730 de 2010 y que establece sobre el tema de confiabilidad lo siguiente:

"Artículo 18. Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio Los Agentes Operacionales 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.

Con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este Decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales".

1.3 Opción de gas importado para el Cargo por Confiabilidad e Inclusión del Tema de Seguridad Eléctrica

Conforme al literal g) de la sección 1.1 y frente a la tendencia generalizada de las plantas térmicas existentes a gas de convertirse a diesel y su impacto en el mercado eléctrico, durante el 2011, la CREG analizó diferentes incentivos para que las plantas térmicas a gas optaran por una solución de oferta de gas flexible o gas natural importado-GNI.

La lógica económica llevaría a que en el mediano plazo los recursos más económicos desplazarían del mercado al diésel como combustible para generación. Por esta razón, y a fin de anticipar estas decisiones económicas, se propuso a través de la subasta del

22

cargo por confiabilidad, crear un mecanismo de mercado que revelara estos resultados (Resolución 089 de 2011). Sin embargo los análisis⁵ determinaron que:

“Las empresas que desarrollan el proyecto de gas natural importado-GNI en conjunto, comparten costos que les permite disminuir el costo individual. Es decir, el retiro de un agente de las que participan en el desarrollo afectan el costo a asumir por los restantes.

(...)Teniendo en cuenta que el desarrollo de los proyectos de importación se dará en los grupos interesados en el GNI y que la cantidad de energía que representa es una cantidad significativa, se encuentra que su participación en la subasta puede afectar el normal desarrollo de la misma y su eficiencia, dado que el tamaño de la competencia podrá ser insuficiente para hacer disputable la energía que representan estos agentes y que se requiere su actuación en conjunto para hacer viable el proyecto.”

Dada la imposibilidad de usar mecanismos de mercado, a través de la Resolución CREG 106 del 19 de agosto de 2011 se establecieron las reglas para el ejercicio por parte de los generadores eléctricos de la opción para respaldar sus Obligaciones de Energía -OEF del Cargo de Confiabilidad mediante el abastecimiento de la demanda de sus unidades de generación con GNI⁶. El artículo 2 de esta resolución establece:

Quienes aspiren a participar en asignaciones de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas podrán utilizar gas natural importado desde un mercado líquido para respaldar su ENFICC, para lo cual deberán cumplir las condiciones establecidas en esta resolución”.

Además, la **Resolución CREG 121 de 2011** ha ajustado el programa de asignaciones del período diciembre de 2015 a noviembre de 2016 y ha determinado que las plantas o unidades térmicas que opten por nueva infraestructura de importación podrán seleccionar el Período de Vigencia de la Obligación entre 1 y 10 años, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación, o hasta 11 años si se comprometen a adelantar la construcción de la infraestructura de importación para cubrir las OEF del período 2014-2015.

Como resultado de estos incentivos dos inversionistas han propuesto los proyectos, relacionados en la Tabla 2, para respaldar OEF a través de GNI. De igual manera, estos agentes han puesto sobre la mesa la necesidad de inclusión del gas natural requerido para generaciones de seguridad, necesarias para una operación segura del sistema eléctrico nacional, como nueva demanda de gas importado. En consecuencia, los Agentes han propuesto a la CREG que regule la remuneración de infraestructura de importación de GNL, señalando que estos proyectos tienen beneficios no considerados, como son:

- Costo de las generaciones de seguridad en el sector eléctrico,
- Confiabilidad y seguridad de abastecimiento para el sector gas natural.

⁵ Documento CREG 109 de 2011 (comentarios a la resolución de consulta 089 de 2011 “Por la cual se modifican algunas reglas de la subasta para la asignación de obligaciones de energía firme”)

⁶ La Resolución CREG 106 de 2011 dejó en firme las propuestas contenidas en las Resoluciones CREG 182 de 2010 y 001 de 2011.

Tabla 2

		Capacidad de vaporización / transporte MPCD	Capacidad de almacenamiento	Valor inversion *	OPEX año *
				US\$Millones	US\$Millones
1	Planta de regasificación y almacenamiento en tierra. Punto de inyección (Cartagena, Bolívar)	400.0	160,000 m3	352	36.5
	A) Terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit) en la costa Pacífica	262.0	160,000 m3	263	18.0
2	B) Gasoducto conectado al STN en Yumbo (Valle) (125 km y 24 pulgadas)	262.4	NA	253	3.0

* Valores a nivel de prefactibilidad \pm 30%

Fuente: Grupos inversionistas.

2. Actualización del estudio de confiabilidad en 2011

Teniendo en cuenta lo anotado en el numeral 1.2 y las solicitudes de los inversionistas que presentaron los proyectos, conforme los incentivos señalados en el numeral 1.3 en el sentido que éstos tienen beneficios por confiabilidad del sector gas natural, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, consideró necesario una actualización del estudio de confiabilidad de gas natural realizado por el consorcio ITANSUCA – FREYRE & ASOCIADOS, de tal manera que se contemplaran las nuevas disposiciones de política y de regulación, se analizaran las alternativas propuestas a la CREG, y se profundizara en el impacto de los mantenimientos programados de los campos de producción.

Mediante el contrato 002 de 2011, la CREG contrató con ITANSUCA PROYECTOS DE INGENIERÍA S.A. el estudio “*Consultoría para la actualización y profundización del estudio de determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la confiabilidad del suministro de gas natural en el país.*” Este estudio permitió llevar a cabo las corridas del modelo descrito en la sección anterior considerando las nuevas disposiciones de política y regulación e involucrando los proyectos de confiabilidad de la Tabla 2. De esta forma se pudo efectuar un análisis costo beneficio al comparar el costo total para el sistema, incluyendo los costos originados por las fallas en transporte y producción, ampliando la información con los datos de falla del sistema de los dos últimos años, frente al costo total de abastecimiento del sistema con los proyectos de confiabilidad presentados. Además se incluyó en el análisis los efectos de un fenómeno la “La Niña”⁷ extremo en la infraestructura de transporte a fin de considerar un evento como el ocurrido en el tramo de transporte Mariquita-Cali durante “La Niña” del 2011.

Los resultados de este análisis fueron dados a conocer mediante la circular 11 de 2012.⁸

De acuerdo con las proyecciones de demanda y oferta de gas natural doméstico presentados en este estudio (Ilustración 1), se puede ver que sin GNI y en condiciones normales, el crecimiento previsto de la demanda de gas implicaría un desabastecimiento

⁷ La Niña es un fenómeno climático que forma parte de un ciclo natural global del clima conocido como El Niño-Oscilación del Sur (ENSO). Este ciclo global tiene dos extremos: una fase cálida conocida como *El Niño* y una fase fría, precisamente conocida como *La Niña*.

⁸ Los resultados fueron divulgados en Taller realizado el 8 de marzo de 2012.

77

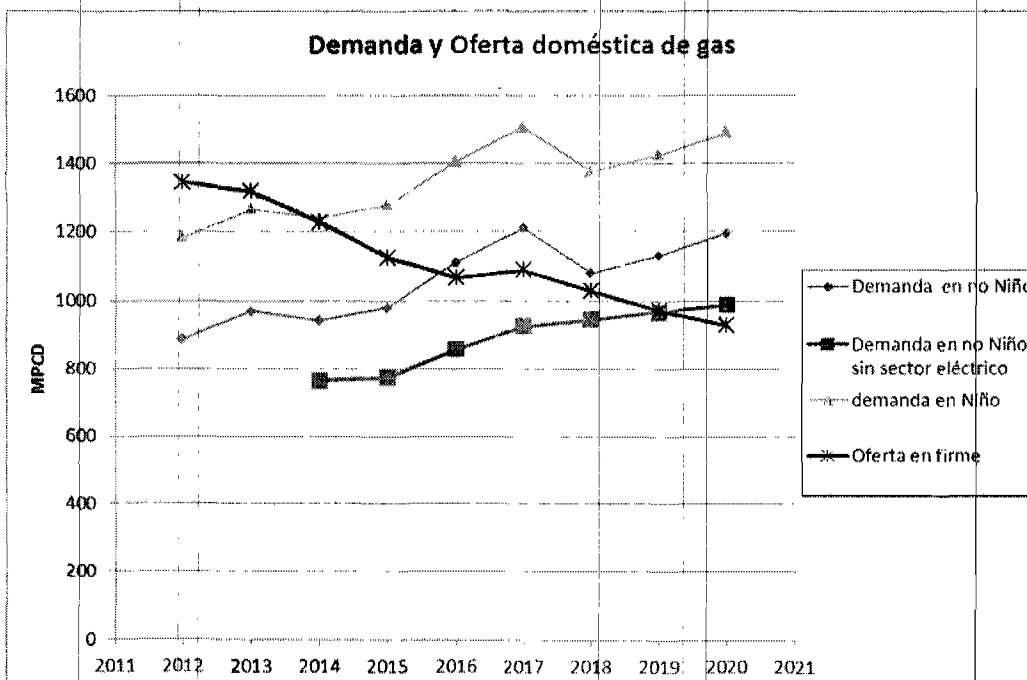
a partir del año 2016, no obstante, la ocurrencia de un “Niño” en 2015 implicaría un desabastecimiento para dicho año. Sin embargo, si las plantas térmicas optan por una oferta de gas flexible en el mercado internacional, la oferta doméstica sería superavitaria hasta 2019 bajo condiciones de hidrología normal; y a partir de este año la demanda no térmica de gas natural se abastecería con GNI.

De acuerdo con lo anterior, el estudio reitera que Colombia, aunque tiene un problema de confiabilidad, éste tiene un menor impacto económico que el de seguridad de abastecimiento, lo cual se evidencia en los costos de restricciones de US\$869 millones en una situación de clima normal frente a un costo por restricciones de US\$2.664,7 millones en un año con “El Niño” (Ver Tabla 3).

Por esta razón las propuestas que ofrecen una solución de confiabilidad durante unos pocos días no sirven ante un fenómeno de duración prolongada como pueden ser las sequías ocasionadas por el fenómeno del “El Niño”, y por lo tanto no se podrían compartir sus costos con el sector eléctrico, como si ocurriría con la solución integral obtenida con las plantas GNI, dadas las economías de alcance de los proyectos.

Por otra parte si se tiene en cuenta que la inversión en las dos plantas y los requerimientos de transporte para la conexión de la planta del Pacífico al sistema nacional de transporte de gas-SNT se ha estimado en US\$ 868MM, se deduce que un año de confiabilidad paga la inversión.

Ilustración 1



Fuente: Referencia [2]. Cálculos propios para la estimación de demanda en no Niño sin sector eléctrico.

Tabla 3
Costos Anuales

RESUMEN AÑO 2016						
	Demanda Total	Costos de Gas	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversión	Costo Total
	MPCD	MMUS\$/año	MMUS\$/año	MMUS\$/año	MMUS\$/año	MMUS\$/año
Normal sin GNL	1.088.4	2.001.8	869.0	229.4	143.1	3.242.0
Normal GNL Atlántico	1.088.4	2.445.6	126.2	279.8	235.9	3.086.2
Normal GNL Pacífico	1.088.4	2.467.8	113.7	243.8	246.6	3.058.9
Normal GNL Atlántico y Pacífico	1.088.4	2.544.2	5.2	234.1	339.4	3.100.8
"El Niño" sin GNL	1.383.2	2.001.8	2.664.7	230.8	143.1	5.040.3
"El Niño" GNL Atlántico	1.383.2	3.245.7	542.6	304.0	235.9	4.332.1
"El Niño" GNL Pacífico	1.383.2	2.939.0	1.062.6	257.2	246.6	4.505.3
"El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1.383.2	3.565.6	13.9	237.4	339.4	4.156.3
"La Niña" sin GNL	1.088.4	2.001.8	913.8	228.5	143.1	3.284.4
"La Niña" GNL Atlántico	1.088.4	2.434.5	189.7	277.4	235.9	3.134.7
"La Niña" GNL Pacífico	1.088.4	2.463.0	123.8	242.5	246.6	3.081.9
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1.088.4	2.544.3	6.2	233.9	339.4	3.101.1

Fuente: Referencia [2].

2.1 Análisis Costo Beneficio

Los análisis realizados en este trabajo permitieron establecer los costos de abastecimiento del sistema de gas natural, con y sin la presencia de "El Niño" y "La Niña", en los años 2016 al 2020. Considerando a su vez la probabilidad de ocurrencia de estos eventos meteorológicos fue posible establecer el valor esperado de los costos de abastecimiento para el sistema de gas natural teniendo en cuenta sus efectos sobre la demanda de generación térmica (para "El Niño") y sobre la confiabilidad del sistema de transporte (para "La Niña").

Como se puede ver en la Tabla 4 la solución más económica considerando el promedio del costo de abastecimiento de los años 2016 al 2020 es contar con ambas instalaciones de GNL. Estas plantas, que son requeridas por una cuestión de Seguridad de Abastecimiento en condiciones críticas, son también la inversión más conveniente como solución de Confiabilidad para el sistema de gas natural, que sería el caso del año 2016 donde la oferta y la demanda están en equilibrio. El segundo lugar en el ranking lo ocupa contar sólo con la planta de GNL en el Atlántico, que resulta unos 70 MMUS\$/año más costoso, luego la planta sólo en el Pacífico (190 MMUS\$/año más caro) y finalmente no contar con GNL (500 MMUS\$/año más costoso para el sistema).

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que los proyectos de plantas de GNL representan beneficios por costos evitados por sustitución superiores a los costos de inversión y operación de los mismos.

Handwritten signature or mark.

Tabla 4

Ranking y valor esperado de los costos de abastecimiento

COSTO ESPERADO DE ABASTECIMIENTO

	Año 2016 (MMu\$s /año)	Año 2018 (MMu\$s /año)	Año 2020 (MMu\$s /año)	2016-2020 (MMu\$s /año)	RANKING
GNL Atlántico y Pacífico	3,259.2	3,346.8	3,903.2	3,487.5	1
GNL Atlántico	3,280.4	3,386.3	4,072.3	3,560.3	2
GNL Pacífico	3,276.3	3,516.9	4,286.5	3,675.6	3
Sin GNL	3,518.1	3,793.6	4,723.5	3,989.9	4

Fuente: Referencia [2]

3. Impactos si los generadores térmicos optan por diesel

3.1 Impactos al sector eléctrico

La conversión a líquidos por parte de los térmicos a gas natural impacta el sector eléctrico por dos frentes: el costo marginal de la energía eléctrica y el costo de las generaciones de seguridad.

Así, en un mercado marginalista como el mercado de energía eléctrica colombiano, la generación con combustibles líquidos tiene efectos en la formación del precio de la energía en la medida en que la participación de la generación térmica a diesel en el despacho en mérito durante un "Niño" impacta el precio de los contratos para cobertura de precio de energía eléctrica, además del efecto en el mercado de oportunidad en la medida que tiende a incrementarse en el mediano plazo.

Por otra parte, el uso de combustibles líquidos para generaciones de seguridad, traslada estos costos al precio que debe pagar la demanda eléctrica. Si bien se podría pensar en la posibilidad de que frente a un consumo estable de gas para generaciones de seguridad este podría realizarse con gas doméstico, sería necesario proveer incentivos para que el generador tomase la opción de firmar un contrato *take or pay* en el mercado nacional. No obstante, conforme a las proyecciones de demanda, si las plantas térmicas demandan gas nacional para generaciones de seguridad habría escasez a partir del 2017; por esto el costo del gas nacional será como máximo el del sustituto menos costoso, es decir GLP, o como mínimo, sería el costo de GNI, en caso de que la señal de escasez en el mercado lleve a la construcción de plantas GNI.

Ahora bien, la opción de gas doméstico frente al GNI, implicaría una menor flexibilidad para el redespacho de plantas térmicas, ya que de acuerdo con el RUT, las renominaciones de gas en el mercado intradiario permiten al nominador exigir hasta seis horas de anticipación. Con un punto de almacenamiento y suministro de GNI en Cartagena, el redespacho puede ser atendido dentro de la hora y media exigida por el mercado eléctrico.

Finalmente se debe considerar que un tamaño importante de la oferta de energía eléctrica se concentraría en plantas a diesel con el consecuente problema para hacerlas desafiables en el mercado de cargo por confiabilidad, conforme se analizó en el numeral 1.3 de este documento. Bajo el supuesto de que se logre el óptimo económico de sustituir

el parque térmico a diesel por un parque térmico a carbón, se requeriría una inversión de capital de US\$3.930 millones. Cifra significativamente superior a los requerimientos de capital de los proyectos de GNI (US\$0,9 mil millones).⁹

3.2 Impactos al sector gas

- Incremento del costo marginal: En un escenario de escasez, a partir del 2015, en caso de ocurrir "El Niño", o el 2016 en condiciones de hidrología normales, el costo del gas doméstico se elevaría al costo del sustituto más cercano, que sin terminales de importación sería el costo de GLP, superior al costo de GNI.
- Incremento en el costo de la confiabilidad para el sector gas natural: como se concluyó en el apartado 1.1, la solución sería un mercado de cortes que es menor a las soluciones de confiabilidad puntuales; pero con el consecuente costo político y de confianza en el sector.

En síntesis, se puede afirmar que la implementación de plantas de GNI permitiría lograr importantes economías de alcance a los dos sectores.

4. Distribución de los beneficios y asignación de riesgos por demanda contingente

Las plantas de GNI benefician a distintos sectores, aunque debido a la variabilidad de las condiciones climáticas, los beneficiarios varían en el tiempo. De un lado, en condiciones normales, quien se ve principalmente beneficiada es la demanda del sector eléctrico, teniendo la posibilidad de contar con el servicio de generaciones de seguridad a un menor costo que si éstas tuvieran que hacerse con combustibles líquidos. Asimismo, las interrupciones en producción y transporte de gas pueden ser cubiertas casi en todos los casos con el suministro desde una de las plantas de GNI (puntos extremos del sistema como Medellín pueden quedar aislados ante salidas del tramo final de transporte). De otro lado, en presencia del fenómeno de "El Niño", los generadores térmicos pueden hacer uso del gas importado para cumplir con sus Obligaciones de Energía en Firme.

Por ser estas demandas de gas producto de situaciones eventuales, como los mantenimientos programados o contingencias en el SNT y campos de producción, la demanda potencial de las plantas GNI tiene un alto grado de incertidumbre. Por esta razón y con el fin de hacer viable la implementación de las plantas GNI por parte de inversionistas privados, se propone un esquema de ingreso regulado proveniente de los tres segmentos de demanda identificados como beneficiarios. Se propone que el aporte de cada uno de estos segmentos sea proporcional a su participación dentro de los beneficios totales.

De acuerdo con lo anterior, se hace necesario realizar dos actividades. La primera de ellas consiste en hacer un análisis de los riesgos derivados de esta demanda contingente y las implicaciones de las distintas alternativas de asignación. En segundo lugar es

⁹ Se considera el parque de generación a gas de 3930 MW y un costo inversión central a carbón: 1,000 US\$/ KW. Fuente costo de inversión: Instituto Nacional de Estadísticas de Chile. Sept. 2008

necesario estimar el potencial beneficio que obtiene cada uno de estos segmentos de demanda.

4.1 Asignación de riesgos por demanda contingente

4.1.1 Riesgo de la demanda de gas natural:

Alternativa 1: Se asigna a transportadores y productores o a las empresas comercializadoras de gas a usuario final.

Análisis:

- Estudio demostró que las soluciones individuales eran las más costosas y sería una mejor opción un mercado de cortes¹⁰

Alternativa 2: Se asigna directamente a toda la demanda del sistema

Análisis:

- El estudio¹¹ demuestra que las soluciones que agregan los requerimientos de almacenamiento son las óptimas y conforme a su localización se minimizan los efectos por interrupciones en transporte.

4.1.2 Riesgos del sector eléctrico:

4.1.2.1 Por OEF

Se asigna a generadores térmicos a gas que opten por GNI.

La demanda eléctrica cubre este riesgo a través del cargo por confiabilidad, que garantiza un ingreso fijo mensual a las plantas térmicas a gas que opten por GNI.

4.1.2.2 Por Generaciones de Seguridad

Alternativa 1: Se asigna a los generadores térmicos que las puedan servir a través de las plantas GNI.

Análisis:

- Actualmente a los generadores térmicos se les reconocen los costos variables de producción y se les paga cada vez que se les requiere generar por restricciones.
- Bajo el entendido de que a través del Cargo por Confiabilidad, estos agentes se remuneran sus costos de inversión, se tiene que bajo esta alternativa los generadores no observarían ningún beneficio económico de realizar una inversión adicional y optarían por la solución a diesel.

Alternativa 2: Se asigna directamente a la demanda eléctrica a través del cobro de un cargo fijo.

¹⁰ Ver referencia [1]

¹¹ *Ibíd*

Análisis:

- La planta GNI contaría con otra fuente de financiación más confiable y por lo tanto es más seguro el cierre financiero del proyecto.
- La demanda eléctrica asumiría totalmente la incertidumbre de ocurrencia de generaciones de seguridad.

Alternativa 3: Se asigna a los generadores térmicos, modificando la Resolución 034 de 2001 "Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía", de forma que se adicione un costo por el uso de la planta en el pago que se les reconoce.

Análisis:

- Se establecería un cargo por uso interrumpible de la planta equivalente al costo de oportunidad del usuario por no contar con la misma. En este caso sería el pago a la siguiente planta térmica más costosa después de la planta térmica de GNI.
- La planta GNI deberá ser financiada sólo por beneficios de OEF y demanda a gas.
- La demanda eléctrica minimiza totalmente la incertidumbre en la probabilidad de ocurrencia de generaciones de seguridad
- Si se dan generaciones de seguridad como las actuales, la demanda eléctrica enfrentarían un costo de oportunidad equivalente a diésel y que es del orden de US\$1,200 millones al año.

4.1.2.3 Certidumbre de ocurrencia de generaciones de seguridad

XM S,A E.S.P, a petición de la CREG realizó unas simulaciones del valor esperado por generaciones de seguridad para el período de 2015 al 2020¹².

De los resultados obtenidos, XM indicó que el valor esperado para las generaciones de seguridad asociadas a la planta del pacífico (demanda del interior) es cero y de ocurrir, se cubrirían con las plantas térmicas a carbón existentes en la zona centro-oriente.

Asimismo indicó que con la entrada de la planta Ituango, las plantas térmicas a carbón en la zona del Atlántico y los refuerzos esperados al sistema de transmisión nacional STN eléctrico, la necesidad de generaciones de seguridad asociadas a la planta del Atlántico, se disminuirían prácticamente a cero a partir del 2018. No obstante existe un riesgo de que todos estos proyectos entren en operación para el 2017 y se tendría mayor certeza de que dichas generaciones de seguridad sean cero a partir del 2019.

Conforme a lo indicado por XM y respecto de los análisis indicados en el numeral 4.1.2.2 es preferible para la planta GNI del Pacífico la alternativa 3 y para la planta GNI del Atlántico, la alternativa 2.

4.2 Estimación de los beneficios

La metodología utilizada para estimar el valor de cada uno de los beneficios se expone a continuación:

¹² Ver Anexo 4 para supuestos y parámetros de la modelación.

4.2.1 Beneficio esperado por generación de seguridad

El valor esperado del costo anual de generación de seguridad con líquidos en años típicos se calcula multiplicando los volúmenes de generación de seguridad por la probabilidad de no ocurrencia de "El Niño" (0.85)¹³ por el precio de diésel; pues es el combustible al que se convertirán las plantas térmicas a gas en caso de no optar por el GNI.

Por su parte, el valor esperado del costo anual de generación de seguridad con plantas GNI se determina con un análisis similar al anterior pero utilizando el precio del GNI en lugar del de los líquidos.

El valor esperado del beneficio para la generación de seguridad se determina por diferencia entre la generación con líquidos y la generación con GNI, obteniéndose los valores indicados en la Tabla 5. Para la planta en el Atlántico el beneficio resulta de 546 MMUS\$/año, en tanto que para la planta en el Pacífico, como se indicó en el numeral 4.1.2.3, este valor es cero.

Tabla 5
Beneficios para la Generación de Seguridad

	Volumen (MPCD)	Precio líquidos (USD\$/MBTU)	Precios GNI (USD\$/MBTU)	Precio total líquidos USD\$MM año	Precio total GNL USD\$MM año	Probabilidad No Niño	Beneficio
Planta GNI Atlántico	157.1	21.0	9.8	1,204.17	561.9	0.85	545.9

Fuente: Referencia [2]

4.2.2 Beneficio esperado de las instalaciones de GNI para el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme (OEF)

El valor esperado del costo anual de respaldo con líquidos se calcula multiplicando los volúmenes de Respaldo de las OEF por la probabilidad de ocurrencia de El Niño (0.15)¹⁴ por el precio de diésel.

Por su parte, el valor esperado del costo anual de generación con plantas de GNI se determina con un análisis similar al anterior pero utilizando el precio del GNI en lugar del de los líquidos.

El valor esperado del beneficio para respaldo de las OEF se determina por la diferencia entre el respaldo firme con líquidos y el respaldo con GNI, obteniéndose los valores indicados en la .

Tabla 6. El máximo beneficio para el sistema eléctrico se obtiene con la existencia de ambas plantas y resulta igual a 335 MMUS\$/año. Para la planta en el Atlántico el beneficio resulta de 196 MMUS\$/año, en tanto que para la planta en el Pacífico se estima

¹³ Ver Anexo 1

¹⁴ Ibidem

en 139 MMUS\$/año. Los menores beneficios de la planta del Pacífico se deben a los menores volúmenes de respaldo requeridos.

Tabla 6

BENEFICIOS PARA RESPALDO DE LAS OEF PARA GENERACIÓN DURANTE "EL NIÑO"

	Probab. de "EL Niño"	Respaldo de OEF (MPCD)	Costo de Líquidos (US\$/MMBtu)	Costo Anual de líquidos (MMu\$s /año)	Costo del GNL (US\$/ MMBtu)	Costo Anual de GNL (MMu\$s /año)	Beneficio (MMu\$s /año)
GNL Atlántico	0.15	320.0	21.0	367.9	9.8	171.7	196.2
GNL Pacífico	0.15	227.0	21.0	261.0	9.8	121.8	139.2
GNL Atlántico y Pacífico	0.15	547.0	21.0	628.9	9.8	293.5	335.4

Fuente: Referencia [2]

4.2.3 Beneficio esperado de las instalaciones de GNI para la confiabilidad del sistema de gas natural

Para estimar los beneficios de las instalaciones de GNI en relación con la confiabilidad del sistema de gas natural, se considera el año 2016 en condiciones de pluviosidad media, un año de relativo equilibrio entre oferta y demanda de gas natural. En ese año, el déficit entre la máxima capacidad de producción y la demanda media es de solo 25 MPCD y es utilizado como representativo de una situación de equilibrio entre oferta y demanda. Tal y como se indicó en el numeral 1.3, se hace una sensibilidad a los resultados de un año con "Niña" que también se ponderan con una probabilidad de 0,15, mientras que el año de pluviosidad normal se pondera con probabilidad de 0,85.

La reducción esperada en costos de abastecimiento (sin incluir costos de inversión y AOM en las plantas GNI) en los escenarios con por lo menos una planta GNI respecto de aquel sin plantas, en un año de equilibrio entre oferta y demanda de gas, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 7

Beneficios para Confiabilidad del Sistema de Gas Natural

	Costo Total sin inversión (MMu\$s /año)	Beneficio (MMu\$s /año)
Sin GNL	3,248.3	
GNL Atlántico	3,000.7	247.6
GNL Pacífico	2,955.8	292.5
GNL Atlántico y Pacífico	2,904.5	343.8

Fuente: Referencia [2]

Es importante resaltar que los resultados para confiabilidad del escenario que contempla la existencia de las dos plantas no son el resultado de la suma de los escenarios con una sola planta. Esto debido a que algunos nodos de demanda del interior del país pueden ser atendidos por cualquiera de las dos plantas en caso de interrupciones en el suministro.

Teniendo en cuenta que la recomendación de este estudio es la implementación de ambas plantas, es el beneficio de este escenario el que se considera. Para determinar qué porción de este beneficio proviene de cada planta, se considera el aporte volumétrico de cada una de ellas según los resultados que arroja el modelo de simulación en este escenario. (Tabla 8)

Tabla 8

Beneficios por confiabilidad por planta en el escenario con dos plantas

	Aporte de GNI en 2016 MPCD	Participación	Beneficios totales US\$ Millones
Proyecto GNI en el Atlántico	54.5	35.9%	123.4
Proyecto GNI en el Pacífico	97.2	64.1%	220.4
Total	151.7	100.0%	343.8

Fuente: Elaboración propia con base en información de Referencia [2]

Por otra parte, se debe tener en cuenta que dentro de la demanda total de gas natural, está inmersa la demanda de los generadores térmicos acorde a la Tabla 9.

Tabla 9

Demanda Termoeléctrica 2016 (MPCD)

Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
86.7	112.1	18.5	27.5	0	0	7.4	252.2

Fuente: UPME (2011) – Escenarios de demanda alta

De los 1088,4 MPCD estimados como demanda total, se tiene que la demanda termoeléctrica de la Costa Atlántica participa en un 8,0% y la del interior del país (la cual se beneficiaría de la planta GNL del Pacífico), participa en un 15.2%. De esta forma el beneficio que se estima para la demanda de gas natural diferente a la de la generación térmica se puede observar en la Tabla 10.

Tabla 10
Distribución de Beneficios por confiabilidad por tipo de usuario

	Participación demanda termoeléctrica	Participación demanda No termoeléctrica	Beneficios demanda de gas sector termoeléctrico US\$ Millones	Beneficios demanda de gas sin sector termoeléctrico US\$ Millones
Proyecto GNI en el Atlántico	8.0%	92.0%	9.8	113.6
Proyecto GNI en el Pacífico	15.2%	84.8%	33.5	186.9

Fuente: Elaboración propia con base en información de Referencia [2]

4.2.4 Participación de cada segmento de la demanda en los beneficios de los proyectos GNI

Teniendo en cuenta que el valor esperado por las Generaciones de Seguridad a partir de 2019 sería cero, de acuerdo con lo indicado en la sección 4.1.2.3, los beneficios que la demanda eléctrica obtiene por esta actividad se darían durante un período de cuatro años a diferencia de los otros beneficios que se generarían a lo largo de toda la vida útil de la planta. Por esta razón, a fin de obtener el peso relativo de cada segmento de demanda se debe evaluar un VPN a la tasa de rendimiento considerada para los proyectos GNI (12,55%)¹⁵ de los beneficios sobre un horizonte de 20 años en el que los beneficios por generaciones de seguridad sólo tienen un valor positivo en el periodo 2015- 2018 y el resto de años se considera cero.

De esta forma el peso relativo de los beneficios de los distintos sectores de demanda se distribuye según se muestra en la Tabla 11

Tabla 11

	Beneficios de los proyectos de GNI				Total
	Por generación por seguridad	Por OEF	Beneficios demanda de gas sector termoeléctrico	Beneficios demanda de gas sin sector termoeléctrico	
Proyecto GNI en el Atlántico	42.2%	35.5%	1.8%	20.5%	100.0%
Proyecto GNI en el Pacífico	0.0%	38.7%	9.3%	52.0%	100.0%

Fuente: Elaboración propia

La anualidad correspondiente a cada sector se muestra en la Tabla 12.

¹⁵ Corresponde al WACC de la actividad de transporte sin riesgo de demanda. Ver Anexo 3 para memoria de cálculo.

Tabla 12

Anualidad por sectores para los proyectos de GNI (USD \$ Millones)					
	Por generación por seguridad	Por OEF	Beneficios demanda de gas sector termoeléctrico	Beneficios demanda de gas sin sector termoeléctrico	Total
Proyecto GNI en el Atlántico	36.94	31.01	1.55	17.95	87.45
Proyecto GNI en el Pacífico	0.00	37.04	8.92	49.73	95.69

Fuente: Elaboración propia

5. Propuesta regulatoria para el establecimiento de los criterios de confiabilidad y la fijación de las reglas para la evaluación y la remuneración de los proyectos de inversión

5.1 Análisis jurídico que sustenta la propuesta regulatoria

El presente numeral, contiene el análisis jurídico que permite concluir que:

- 1) la CREG es competente para regular las actividades complementarias al servicio de gas natural desarrolladas por los agentes en aras de prestar el servicio de manera continua, como lo exige la Ley. En este sentido, la CREG es competente para regular las distintas soluciones de confiabilidad que se implementen, dentro de las que cabe mencionar, entre otras posibles, la regasificación, los sistemas de almacenamiento, las plantas peak-shaving, entre otros, en tanto éstas son actividades necesarias para prestar el servicio de gas; además, en el caso de la regasificación, se trata también de una actividad necesaria para la prestación del servicio de energía eléctrica, también de manera continua como lo exige la Ley. Y
- 2) la CREG tiene el deber legal de determinar los criterios de confiabilidad del servicio de gas natural, así como para fijar las reglas para la evaluación y la remuneración de dichos proyectos, según lo establece el Decreto 2100 de 2011, el cual se encuentra vigente.

5.1.1 Las competencias establecidas en la Ley - la CREG es competente para regular las distintas soluciones de confiabilidad

El régimen de los servicios públicos adoptado en 1994 por la Ley 142, que por disposición de su artículo 1° se aplica a los servicios públicos domiciliarios de, entre otros, energía eléctrica y distribución de gas combustible, a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos y a las actividades complementarias de los mismos, determina que **es función especial de la CREG regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente**¹⁶.

¹⁶ Artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994.

Dentro de los **fines de la intervención del Estado** en los servicios públicos a través de la función de regulación, se encuentra, entre otros, **la prestación continua e ininterrumpida de dichos servicios, lo cual es además una obligación de las empresas prestadoras** de los mismos:

"Artículo 11 (...) las entidades que presten servicios públicos tienen las siguientes obligaciones:

11.1. Asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente, y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al usuario o a terceros.(...)"¹⁷.

Además, según el artículo 13 de la Ley 142, los principios contenidos en el capítulo inicial de la Ley 142/94, "se utilizarán para resolver cualquier dificultad de interpretación al aplicar las normas sobre los servicios públicos a los que esta u otras leyes se refieren, y para suplir los vacíos que ellas presenten". Dentro de este capítulo inicial se encuentra la obligación de continuidad, que a su vez, como se dijo, constituye una finalidad de la intervención del Estado en los servicios públicos a través de la regulación.

Por tanto, la intervención del regulador debe propender por el logro de la continuidad en la prestación de los servicios públicos, y las empresas tienen como obligación, garantizar dicha continuidad. Por tanto, compete al regulador diseñar mecanismos que permitan asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, mediante soluciones eficientes. Estas soluciones, encaminadas a asegurar la continuidad en la prestación del servicio, no son otras que soluciones también llamadas de confiabilidad¹⁸, e implican el desarrollo de actividades complementarias a la prestación del servicio de gas combustible regulado por la CREG.

Al ahondar en la definición que del servicio público domiciliario de gas combustible que hace la Ley, se observan los siguientes elementos:

1. "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".

- En este primer inciso, la ley se refiere de manera general a un "conjunto de actividades" encaminadas a la distribución del gas combustible, bien sea por tubería o por otro medio.

¹⁷ Adicionalmente, la prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de las empresas, de tal forma que "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 (Artículo 136 de la Ley 142 de 1994).

¹⁸ Confiabilidad es según el diccionario de la Real Academia de la Lengua Española "1. Calidad de confiable. 2. Fiabilidad (probabilidad de buen funcionamiento)"

NY

- La Ley no identifica cuáles son esas actividades que están encaminadas y dirigidas a un fin, que no es otro distinto a la distribución del gas; la Ley se limita a mencionar de modo genérico un "conjunto de actividades".
- Así mismo, la ley señala que estas actividades se llevan a cabo desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un usuario. Tampoco determina la ley a qué debe corresponder un sitio de acopio de grandes volúmenes; nuevamente, se refiere a este concepto de modo general.
- En el segundo inciso de la definición, la Ley señala que "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 donde se conecte la red secundaria".
- De una interpretación exegética de la ley se llegaría a que sólo dos serían las actividades complementarias del servicio público domiciliario de gas combustible según el segundo inciso de la definición (la comercialización desde la producción y el transporte) y que por tanto, sólo éstas estarían sometidas a la Ley 142 de 1994 y por ende a la regulación de la CREG. Esto conllevaría a excluir otras actividades que cumplen con los criterios establecidos por la misma ley en su inciso primero, desconociendo los principios de interpretación establecidos por el mismo régimen especial de los servicios públicos en sus disposiciones iniciales, así como por los desarrollos jurisprudenciales que al respecto se han producido desde la expedición de la Ley y que indican que los servicios públicos domiciliarios son inherentes a la finalidad social del Estado, y que corresponde al estado garantizar su prestación eficiente y continua.
- Si las actividades complementarias del servicio público de gas fueran solo la comercialización desde la producción y el transporte, no se entendería el empleo por el legislador en el inciso primero del numeral 14.28 del artículo 14 de la Ley 142/94 de la expresión "conjunto de actividades" y luego, en el inciso segundo del mismo artículo, la escogencia de la palabra "también" que indica "(...) la igualdad, semejanza, conformidad o relación de una cosa con otra ya nombrada¹⁹", en este caso, el conjunto de actividades referido en el inciso primero. Si no hubiese más actividades complementarias que las de comercialización desde la producción y el transporte, no se hubiese empleado el "también" en el segundo inciso y en el primer inciso no se hubiese hecho referencia "al conjunto de actividades".

Así las cosas, la Ley 142 de 1994, se aplica a las actividades ordenadas a la distribución de gas combustible y a sus actividades complementarias, sea cual fuere el medio que se utilice²⁰. Y, son más de dos las actividades complementarias al servicio público de gas combustible.

¹⁹ Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española

²⁰ Igualmente, la jurisprudencia también ha dicho que los servicios públicos domiciliarios "son aquellos que se prestan a través del sistema de redes físicas o humanas con puntos terminales en las viviendas o sitios de trabajo de los usuarios y cumplen la finalidad específica de satisfacer las necesidades esenciales de las personas" (Corte Constitucional Sentencias T-064 de 1994 entre otras)

De acuerdo con lo anterior, la CREG desde hace varios años, ha regulado actividades como el almacenamiento de GLP, ha definido sistemas de almacenamiento en el reglamento único de transporte RUT, etc.

En consecuencia, teniendo en cuenta el mandato y las obligaciones relativas a la continuidad en la prestación del servicio, las actividades desarrolladas en el marco de la confiabilidad del servicio público domiciliario de gas combustible, constituyen actividades complementarias al mismo y por tanto, dando aplicación a los criterios establecidos en la Ley, la CREG puede, y debe regularlas. Consecuentemente puede regular el reconocimiento de los costos eficientes involucrados en las inversiones que se implementen por parte de los agentes con tal propósito.

De modo específico y respecto de la propuesta que se somete a consideración de la Comisión, siguiendo la anterior argumentación, la CREG puede establecer los criterios de confiabilidad, así como las reglas para evaluación y la remuneración de las plantas de regasificación, tal y como se estableció por el Gobierno Nacional en el Decreto 2100 de 2011 que dispone lo siguiente:

“Artículo 18. Inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio. los Agentes Operacionales 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.

Con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este Decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales²¹.”

En este contexto, la CREG puede establecer las reglas para la remuneración de los distintos proyectos de inversión en confiabilidad incluidas las plantas GNI.

El Decreto 2100 de 2011, se ocupó de la definición de Infraestructura de Regasificación en los siguientes términos:

“Conjunto de instalaciones que permiten transformar el gas natural de estado líquido a estado gaseoso que incluyen, entre otras instalaciones

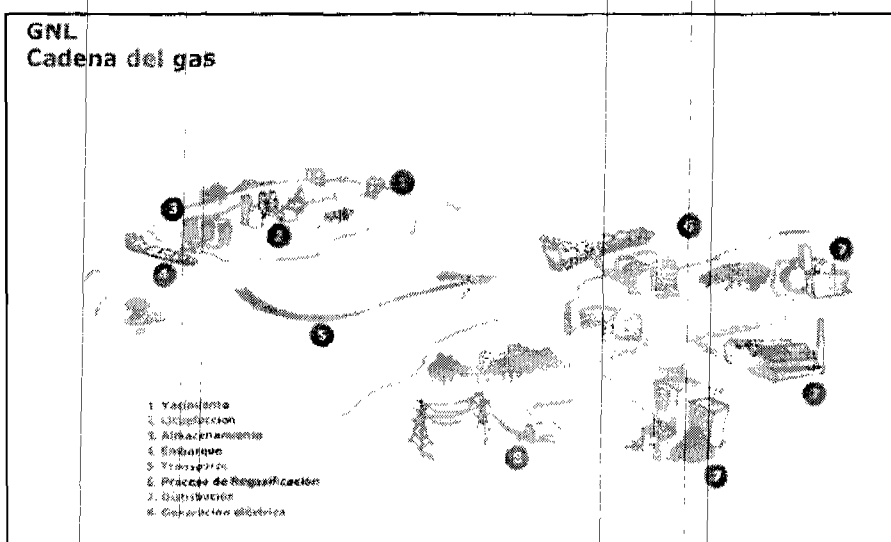
²¹ Son agentes operacionales, las “Personas naturales o jurídicas entre las cuales se dan las relaciones técnicas y/o comerciales de compra, venta, suministro y/o transporte de gas natural, comenzando desde la producción y pasando por los sistemas de transporte hasta alcanzar el punto de salida de un usuario. Son agentes los productores-comercializadores, los comercializadores, los distribuidores, los transportadores, los usuarios no regulados y los almacenadores independientes. Para los efectos de este Decreto el Comercializador de GNCV es un Agente Operacional” (artículo 2 del Decreto 2100 de 2011).

complementarias, las requeridas para descargar, transportar, almacenar, procesar y tratar el gas natural importado”.

Para una mejor comprensión de la cadena de GNL, vale la pena retomar algunos apartes del estudio desarrollado en 2010 por el Consorcio Freyre-Itansuca:

“En cuanto a la cadena de suministro de GNL, el gas natural procedente de los yacimientos es transportado por ducto hasta una planta de licuefacción donde es procesado para su conversión en GNL. El GNL es almacenado hasta el momento de su embarque y transportado por barcos metaneros hasta el mercado consumidor, donde se ubica la planta de regasificación. Completado el proceso, el gas natural resultante se transporta y distribuye por gasoductos a los centros de consumo.

El diagrama siguiente muestra la estructura de la cadena de GNL.



Las etapas de “producción” y de “distribución a usuarios finales” son comunes a todas las tecnologías de suministro de gas natural²².

Así, volviendo a la definición del artículo 14.28 de la Ley 142 de 1994, es evidente que la regasificación implica el despliegue de una actividad complementaria al servicio de gas natural, ya que envuelve el desarrollo de actividades ordenadas a la distribución del gas hasta la instalación de un consumidor final²³.

²² Ibidem

²³ Es preciso mencionar que en el informe adelantado por Fedesarrollo “Desarrollo de una política de confiabilidad del sector de gas natural en Colombia” (Asesoría Legal del Dr. Luis Ignacio Betancur) se señala textualmente que: “El Decreto 2730/10 y la Resolución CREG 106/11 asumen que la construcción y operación de esas terminales son una actividad sujeta a la Ley 142/94; el hecho de que el Decreto 2730/10 haya sido derogado por el Decreto 2100/11 y que este no se ocupe de la regasificación, no le resta significado a lo que se quiere resaltar: jurídicamente es una actividad complementaria (aunque esas normas no lo expresen) del servicio público domiciliario de gas natural.”

Teniendo en cuenta el marco establecido en el Decreto 2100 de 2011 para las importaciones y las exportaciones de gas natural, la regulación de la CREG versará sobre las soluciones de confiabilidad que se implementen, mas no respecto de estas actividades.

Es importante anotar que lo dispuesto en el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 "Por la cual se crea la Empresa Colombiana de Gas, Ecogas, el Viceministerio de Hidrocarburos y se dictan otras disposiciones"²⁴, en lo relacionado con la actividad de procesamiento, no aplica a los proyectos de confiabilidad –empleando los términos del Decreto 2100 de 2011–, al considerar el contexto en que se produjo la Ley 401 de 1997, así como los distintos avances tecnológicos que, en relación con la prestación del servicio de gas combustible y su optimización, se pueden dar.

Es así como la CREG ha podido regular el transporte de gas natural comprimido GNC, tecnología que permite llevar el gas domiciliario a usuarios ubicados en zonas en donde la construcción de gasoductos físicos es difícil o cuando por razones económicas esta tecnología, que sin duda implica un procesamiento, es la ideal. Por la misma razón tampoco habría podido la CREG regular el servicio de GLP²⁵. En ambos casos se está ante una actividad que envuelve un "procesamiento".

Además, la CREG interpreta el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 en su contexto integral. En efecto, la norma dispone:

"ARTICULO 11. Con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas, <sic> combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las actividades distintas a su exploración, explotación y su procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994.

El régimen jurídico de los servicios de electricidad y gas natural en Colombia está basado en los principios de libertad de entrada y salida de empresas estatales y privadas al mercado en las distintas actividades necesarias para que dichos servicios se presten en condiciones de eficiencia, cobertura, continuidad y calidad.

Esto es así porque la Distribución de electricidad y gas natural son "servicios públicos domiciliarios" y para prestarlos son indispensables varias actividades complementarias, entre otras, la Generación eléctrica, el Transporte troncal y la Comercialización de la electricidad y el gas natural. Tanto los servicios "domiciliarios" como las "actividades complementarias" están sometidos a lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y sus reformas, de acuerdo con los artículos 365 a 370 constitucionales". (Subrayado fuera de texto)

²⁴El artículo 11 de la Ley 401 de 1997 dispone: "Con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las actividades distintas a su explotación y su procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994".

²⁵ Al respecto vale mencionar que la Presidencia de la República, en concepto del 26 de febrero de 1996, basándose en jurisprudencia de las Cortes señaló que "De acuerdo con este contexto normativo e intencional dado por el Legislador, y bajo el entendido de que el "gas líquido de petróleo"-GLP es una especie de género "gas combustible", razonablemente podría predicarse que su producción, transporte, distribución y comercialización, sea cual fuere el medio, recae dentro del ámbito de regulación de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios".

dv

PARAGRAFO 1o. Las actividades de exploración, explotación, procesamiento y transporte de petróleo crudo, así como de sus productos derivados no estarán sujetas a las normas de la Ley 142 de 1994. Dichas actividades continuarán reguladas por las normas especiales contenidas en el Código de Petróleos, el Decreto 2310 de 1974 y por las disposiciones que los complementan, adicionan o reforman.

PARAGRAFO 2o. Las competencias previstas en la Ley 142 de 1994 en lo relacionado con el servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, sólo se predicarán en los casos en que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos". (Subrayado fuera del texto original)

Así, el primer inciso se refiere al gas combustible que se transporte por red física. Como se vio, según la Jurisprudencia y la misma Ley 142 de 1994, el servicio público de gas combustible puede prestarse mediante actividades ordenadas a la distribución de gas combustible por "por tubería u otro medio". El procesamiento está referido a la explotación y exploración del gas, de allí el uso del adjetivo posesivo "su" que lo precede.

De otro lado, el parágrafo 2 del artículo 11 de la Ley 401 de 1997 introduce como regla para la aplicación de la Ley 142 de 1994 al servicio público domiciliario, comercial e industrial de gas combustible, que el gas se utilice efectivamente como combustible y no como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

Además, es claro que cuando el artículo 11 de la Ley 401 de 1997 se refiere a la explotación, la exploración y el procesamiento, tanto en su inciso primero como en su parágrafo 1° se está refiriendo a actividades típicas de la actividad de producción de gas natural o de producción de crudo; por ello el legislador en el parágrafo 1° del artículo 11 en mención, a diferencia de lo que hace en su inciso primero, introduce la actividad de transporte de petróleo crudo para excluirla del ámbito de aplicación de la Ley 142/94, por la sencilla razón de que por virtud de la Ley, la actividad de transporte de gas natural sí está sometida a la regulación de la CREG, no así la producción de crudo o de gas natural (asociado o no), ni el transporte de petróleo crudo.

Al respecto es preciso hacer referencia a lo mencionado por la H. Corte Constitucional en sentencia C-352 de 1998²⁶, en cuanto a que el propósito de la Ley 401 de 1997 era "regular de manera autónoma y dentro de un sentido de integralidad la actividad del transporte mayor de gas, el cual hasta entonces se cumplía de manera asistemática por ciertas empresas particulares y ECOPETROL". De allí el especial interés en establecer las competencias y normas aplicables al transporte de gas natural y a las actividades propias de la actividad de producción de gas y de crudo. En efecto, la citada sentencia señala:

"1. La materia regulada por la ley 401/97.

²⁶ Magistrados Ponentes: Dr. ANTONIO BARRERA CARBONELL y Dr. ALFREDO BELTRAN SIERRA.

1.1. Objetivos generales y específicos de la ley 401 de 1997.

Según la exposición de motivos al proyecto de ley No. 65 presentado al Senado de la República por el Gobierno Nacional la expedición de la ley acusada obedeció al diseño de un plan amplio e integral de desarrollo energético, dentro del cual se le otorgó especial importancia al programa de masificación del consumo de gas, sobre la concepción de "la diversificación de la oferta energética adecuada a los diferentes usos; la optimización de las reservas de gas natural y por ende de los recursos energéticos nacionales; la sustitución de electricidad en cocción y calentamiento de agua, de gasolina en el transporte público urbano, y de "fuel oil" y crudo Castilla en calderas y generación termoeléctrica".

Igualmente, se buscó lograr efectos importantes y favorables en el sector de la economía, a través del "mejoramiento de la balanza comercial al incrementar la exportación de crudo", y en las condiciones ambientales, pues con el consumo de gas, que conlleva la sustitución de otros productos energéticos combustibles, "se favorece su manejo por la disminución de la contaminación, teniendo en cuenta los menores efectos contaminantes del gas natural como combustible y, en la medida en que el programa de masificación de gas llegue a las zonas rurales, se disminuirá la deforestación al sustituirse leña por gas natural o GLP.

Acorde con dichos propósitos el proyecto de ley buscó regular de manera autónoma y dentro de un sentido de integralidad la actividad del transporte mayor de gas, el cual hasta entonces se cumplía de manera asistemática por ciertas empresas particulares y ECOPETROL y, en relación con esta entidad, como una parte de las diferentes actividades que le fueron asignadas como responsable en la administración de los hidrocarburos de propiedad de la Nación. En tal virtud, se propuso la escisión funcional y patrimonial de la actividad del transporte del gas natural que venía cumpliendo ECOPETROL, según recomendación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, organismo creado por la ley 142 de 1994.

Con la separación institucional del transporte de gas de las actividades de producción, distribución y comercialización del mismo, se buscaba sistematizar y racionalizar dicha actividad y asegurar la prestación eficiente de esta modalidad de servicio público.

Efectivamente, la ley dispone desagregar del patrimonio y funciones de Ecopetrol, todos los activos y derechos vinculados a la actividad de transporte de gas natural, para destinarlos como recursos iniciales a conformar el capital de la Empresa Colombiana de Gas, ECOGAS, (L. 401/97, art. 4), la cual se constituyó como una empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía". (Subrayado fuera del texto original)

Vale además la pena mencionar que según lo expresado por la Corte Constitucional en Sentencia C-352 de 1998, al desatar los cargos de inconstitucionalidad formulados contra algunos artículos de la Ley 401 de 1997, se dejó en claro que respecto de las reglas y las condiciones técnicas y operativas para el manejo y control de las actividades propias del sistema comercial de transporte de gas natural, la Ley 401 de 1997 (parágrafo 3 del artículo 3) estableció una competencia de regulación en cabeza de la CREG, distinta al

22

establecimiento de políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, en los siguientes términos:

"(...) Dice el demandante que el párrafo 3o. del artículo 3 de la ley demandada viola el art. 370 de la Constitución, porque confiere a la Comisión de Energía y Gas la función de expedir el reglamento único de transporte de gas natural, regulando de este modo las condiciones que deba ofrecer la infraestructura del sistema nacional de transporte de gas natural, la cual corresponde privativamente al Presidente de la República, como competencia indelegable.

El cargo formulado es improcedente por las siguientes razones:

El transporte del gas que regula la ley 401 no constituye, técnica ni jurídicamente un servicio público domiciliario, porque no se presta a un consumidor final en una vivienda o sitio de trabajo, como ha precisado la Corte. Se trata justamente de una actividad complementaria de transporte comercial de gas, por un gasoducto principal desde el sitio de generación hasta a aquél en donde se conecta a una red secundaria, como lo señala el aparte final del artículo 14-28 de la ley 142 de 1994, y que si bien se lo asimilaba a un servicio público domiciliario, hoy la ley 401 se encarga de clasificar sólo como un "servicio público de gas combustible" (art. 11).

Conforme al art. 370 de la Constitución corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que lo prestan.

Como puede observarse del contexto de la referida norma una cosa es la fijación de las políticas mencionadas y otra bien distinta la función de inspección y vigilancia, como tuvo la Corte ocasión de precisarlo recientemente en la sentencia C-272/98, a propósito de la posibilidad de delegación en las comisiones de regulación de la función presidencial de determinar dichas políticas, que la Corte halló ajustadas a la Constitución cuando analizó la exequibilidad del art. 68 de la ley 142/94.

La norma acusada no se refiere al establecimiento por la Comisión de Regulación de Energía y Gas de las políticas generales de administración y control de eficiencia, ni al control, la inspección y vigilancia previstos en el art. 370 de la Constitución, porque esta norma se refiere exclusivamente a los servicios públicos domiciliarios.

La referida norma, simplemente consagra una competencia de regulación que puede ser establecida por el Legislador según los arts. 150-23, 189-22 y 365 de la Constitución, y conforme a la cual se le faculta a la Comisión para dictar las reglas y condiciones técnicas y operativas a las cuales debe ajustarse ECOGAS para el manejo y control de las actividades propias del sistema de transporte comercial del gas natural(...).

(Subrayado fuera de texto original)

Dentro del anterior contexto es que la CREG ha entendido las disposiciones contenidas en la Ley 401 de 1997.

En conclusión, del análisis efectuado a partir de una interpretación integral, sistemática, histórica y teleológica de las normas, es claro que la CREG es competente para regular las actividades complementarias al servicio de gas natural y que éstas no se limitan a las dos actividades mencionadas en el segundo inciso del artículo 14.28 de la Ley 142 de 1994.

Conforme a lo anterior, la propuesta regulatoria que se presenta a consideración de la Comisión se encuentra justificada jurídicamente y ajustada a las normas superiores que rigen las actuaciones de la CREG. La propuesta regulatoria busca, en cumplimiento de los mandatos superiores que ordenan garantizar la continuidad en la prestación de los servicios públicos, generar los incentivos adecuados y eficientes, conforme a estudios serios, para que el país cuente en el corto plazo con la infraestructura de confiabilidad requerida para el logro de los fines superiores establecidos en los artículos 2 y 3 de la Ley 142 de 1994²⁷, que como se dijo anteriormente, en tanto principios, se “utilizarán para

²⁷ Artículo 2°. Intervención del Estado en los servicios públicos. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta Ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

- 2.1. 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.
- 2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.
- 2.3. Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico.
- 2.4. 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.
- 2.5. Prestación eficiente.
- 2.6. Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.
- 2.7. Obtención de economías de escala comprobables.
- 2.8. Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.
- 2.9. Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.

Artículo 3°. Instrumentos de la intervención estatal. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta Ley, especialmente las relativas a las siguientes materias:

- 3.1. Promoción y apoyo a personas que presten los servicios públicos.
- 3.2. Gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios.
- 3.3. Regulación de la prestación de los servicios públicos teniendo en cuenta las características de cada región; fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad, evaluación de las mismas, y definición del régimen tarifario.
- 3.4. Control y vigilancia de la observancia de las normas y de los planes y programas sobre la materia.
- 3.5. Organización de sistemas de información, capacitación y asistencia técnica.
- 3.6. Protección de los recursos naturales.

✓

resolver cualquier dificultad de interpretación al aplicar las normas sobre los servicios públicos (...) y a suplir los vacíos que ellas presenten”.

Finalmente, es importante precisar que la propuesta busca ser coherente con las disposiciones y el lenguaje del Decreto 2100 de 2011, así como con los lineamientos de la Resolución CREG 126 de 2010²⁸; en esta medida la terminología empleada estará dada en términos de confiabilidad en el servicio o servicios de confiabilidad.

5.2 Criterio de Confiabilidad

Se propone como criterio general de confiabilidad el siguiente: Alcanzar la reducción de los costos de restricción causados por la no prestación continua del servicio al usuario final en un sistema de gas, hasta por un monto igual al costo de la inversión en aumento de la continuidad del servicio. En caso que la inversión tenga un mayor costo que el de las restricciones se optará por un mercado de cortes que se desarrollará conforme lo dispuesto en el artículo 5 del decreto 2100 de 2011:

“Artículo 5°. Demanda Esencial. Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico. Las cantidades de gas declaradas en virtud del artículo 8° de este decreto y que se destinen para la atención de la demanda de gas natural para las refinerías tendrán el tratamiento de contratadas para los efectos de este artículo.

Parágrafo 1°. Cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o el que lo modifique o sustituya y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento.

Parágrafo 2°. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el artículo 13 de este decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este artículo.

Parágrafo 3°. Sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquella que la modifique o sustituya, la CREG definirá la metodología para determinar los costos a los que se refiere este artículo, los Agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago.”

3.7. Otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos.

3.8. Estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos.

3.9. Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios. (...)”

²⁸ Concepto de confiabilidad en transporte.

Los costos de restricción corresponden al costo de sustitución de la demanda de gas que se raciona por cortes del servicio debido a interrupciones programadas o no programadas en la infraestructura de un sistema de gas²⁹.

5.3 Reglas para la evaluación y lineamientos generales para la remuneración de los proyectos de inversión

La evaluación de las inversiones por confiabilidad debe fundamentarse en un análisis beneficio-costos. En consecuencia, un proyecto será aceptable si al incluirlo reduce el costo total de abastecimiento del sistema que se esté analizando.

Esta evaluación se debe hacer mediante un modelo computacional que simule las condiciones del sistema de abastecimiento de gas analizado y permita inferir los costos de abastecimiento bajo distintos supuestos de demanda e infraestructura. La metodología que se propone es análoga a la metodología utilizada en los estudios de Itansuca y Freyre & Asociados³⁰ y se presenta en el proyecto de resolución que acompaña este documento.

Del análisis presentado en la sección 4.2.3, se concluyó que los racionamientos de gas en el sistema de transporte y producción por confiabilidad en una situación de equilibrio de oferta y demanda se reducen a un nivel despreciable, exceptuando el mercado de Medellín por estar ubicado en el extremo del tramo de transporte Sebastopol-Medellín, pues en caso de falla de éste no hay posibilidades de suministrar el servicio. Por este motivo, se recomienda que para la evaluación de otros proyectos de confiabilidad, se fije como escenario base el año 2016 considerando la existencia de las plantas de GNI en la Costa Atlántica y la Costa Pacífica.

Respecto a los proyectos para mitigar las interrupciones del servicio de Transporte asociadas a rupturas de gasoductos, es importante anotar que todo tramo de gasoducto debe ser diseñado para tener una confiabilidad mínima, cualquiera sean las condiciones ambientales (sismos, deslizamientos, severidad climática, debilidad de suelos, etc.). Si las inversiones se realizan para alcanzar esa confiabilidad mínima, entonces son parte del costo y riesgo normal de la industria³¹.

En cambio, si la inversión no es para alcanzar la confiabilidad mínima de un segmento, sino permitir el abastecimiento del sistema en forma alternativa, se trata de una inversión de confiabilidad.

Para la evaluación de proyectos de confiabilidad, que se presenten a la CREG, se propone el procedimiento indicado a continuación.

²⁹ Para su estimación ver Referencia [2] (Sección 3.2.10)

³⁰ Referencias [1] y [2]

³¹ Históricamente la CREG ha reconocido las variantes a tramos de gasoductos que fallaron pero los tramos sustituidos se excluyen de las inversiones a reconocer o se reconocen conforme a los requerimientos de capacidad asociados a la demanda que sirven.

5.3.1 Reglas para la evaluación de inversiones en confiabilidad

- Los Productores Comercializadores, los Transportadores y los Distribuidores reportarán trimestralmente al SUI la información de las interrupciones. Con esta información la CREG alimentará una base de datos con la historia de confiabilidad del sistema de gas natural. Para efecto de la conformación de esta base de datos, la CREG solicitará al CNO-Gas un protocolo de reporte de eventos que incluya entre otros: discriminación de eventos programados y no programados, sus causas, localización y solución.
- La CREG considerará el programa de mantenimiento de los productores y transportadores para el año que corresponda, conforme el protocolo que para tal fin establecerá el CNO-Gas de acuerdo con lo planteado en el numeral 5.5.
- En el mes de enero de cada año, con base en la información de interrupciones del sistema de gas, la CREG realizará, para un período de planeamiento de 10 años, una corrida del modelo de simulación de continuidad del servicio que considere la nueva información de oferta, demanda e interrupciones, mantenimientos programados y de proyectos de confiabilidad previamente aprobados, fijando como escenario base la última configuración analizada y aprobada. La CREG dará a conocer de manera indicativa, las áreas del sistema de gas que se podrían encontrar en situación de vulnerabilidad por interrupciones del servicio e informará la necesidad de proyectos que aumenten la continuidad de la prestación del servicio.
- La CREG recibirá proyectos de los proponentes iniciales para el incremento de continuidad del servicio hasta el último día hábil del mes de octubre de cada año. Los proyectos deben estar soportados con ingeniería conceptual a nivel de pre factibilidad³² \pm 30% y diagnóstico ambiental de alternativas³³. El valor propuesto en esta etapa será el máximo valor admitido en el concurso si llegase a esta instancia.
- Se hará un análisis de complementariedad o exclusión de los proyectos a fin de realizar tantas corridas como sean necesarias de acuerdo con el análisis anual de vulnerabilidad que se realice.
- En el mes de noviembre la CREG publicará una lista de proyectos factibles. De presentarse dos o más proyectos excluyentes, se escogerá para sacar a concurso el de menor valor.
- Se abrirá un concurso en el que podrá participar el proponente inicial.
- El proponente inicial suministrará los estudios de ingeniería conceptual a nivel de pre factibilidad y el diagnóstico ambiental de alternativas,

³² Por prefactibilidad se entiende que el proyecto tendrá como mínimo: la descripción completa del proyecto incluyendo el diseño mínimo en etapa de prefactibilidad, construcción, operación, mantenimiento, organización y explotación del mismo, alcance del proyecto, estudios de demanda en etapa de prefactibilidad, especificaciones del proyecto, su costo estimado y la fuente de financiación

³³ De acuerdo con el decreto 1753 de 1994

- El término del concurso será de un (1) año a partir de la publicación de la lista de proyectos factibles.
- Todos los participantes en el concurso deberán presentar una garantía de seriedad de la propuesta por un valor igual al diez por ciento (10%) del valor del proyecto.
- Al oferente de menor valor se le asignará el ingreso regulado por el servicio de confiabilidad, lo cual se hará a través de resolución particular.
- Si al adjudicatario es distinto del proponente inicial, deberá pagar al proponente inicial el 1,5% del valor de inversión presentado por éste. Este pago retribuirá al proponente inicial los estudios realizados para la estructuración del proyecto. En caso de que el proponente inicial hubiese presentado la licencia ambiental además del diagnóstico ambiental de alternativas, el adjudicatario deberá reconocer al proponente inicial otro 1,5% del valor de inversión por este concepto.
- La CREG a través del Director Ejecutivo podrá contratar una banca de inversión para la definición de requisitos de precalificación, garantías y calificación, de forma tal que se garantice que el concurso sea objetivo y transparente y que el proyecto cumpla con el criterio de confiabilidad establecido.

5.3.2 Esquema de participación y remuneración

- a. En caso de que el proyecto sea un compresor redundante de la actividad de transporte en el SNT o un proyecto de distribución inmerso en mercados relevantes, los beneficiarios directos del proyecto serán los usuarios de la respectiva actividad. Estos pagarán el proyecto así:

Compresores redundantes en Transporte:

La CREG definirá el valor de la inversión por confiabilidad y gastos AOM conforme a la metodología de la Resolución CREG 126 de 2010, es decir, por comparación, pero no se acotará la inversión por factor de utilización. El proyecto deberá ser presentado y desarrollado por el Transportador que cuente con cargos aprobados en el tramo del SNT correspondiente.

Se determinará un cargo por el concepto de confiabilidad de la actividad de Transporte. Dicho cargo podrá ser cobrado por el Transportador a sus Remitentes conforme a los riesgos asumidos por él y el Remitente en los contratos para la remuneración del servicio de Transporte. Para el período tarifario siguiente, las inversiones y gastos AOM del proyecto serán remunerados a través de la metodología para determinación del cargo de Transporte que la Comisión establezca.

Proyectos de confiabilidad de la actividad de distribución:

Se remunerarán conforme se establece en la propuesta de regulación de cargos de esta actividad para el próximo período tarifario.

Las compensaciones a pagar por parte del Transportador y Distribuidor por la no prestación del servicio de confiabilidad asociado a estos proyectos se dan a través de la regulación aplicable a estas actividades.

b. En caso de que el proyecto sea una planta de GNI:

Deberá estar representado por un operador del servicio de confiabilidad de gas natural cuya definición se propone sea la siguiente:

Operador del servicio de confiabilidad de gas natural (OSC): Persona jurídica constituida de acuerdo al artículo 17 de la Ley 142 de 1994 que provee la infraestructura de almacenamiento y gasificación que permite dar el servicio de confiabilidad al SNT y o para recibir el gas importado, a través de un medio de transporte distinto de gasoductos, y entregarlo al SNT. El operador podrá hacer parte de un grupo empresarial que desarrolle otras actividades del sector eléctrico o de gas natural, pero dentro de su objeto social únicamente podrá contemplar el desarrollo de las actividades de confiabilidad de gas natural.

Los proyectos de GNI se remunerarán a través de un ingreso regulado que fijará la CREG. Dicho ingreso regulado, será recaudado por los Transportadores del SNT que la CREG determine a través de contratos por servicio de confiabilidad entre los Transportadores y los Proyectos GNI. Los Remitentes de la red de transporte con contratos firmes de transporte y que son beneficiarios directos de los proyectos, deberán pagar este cargo a prorrata de su capacidad contratada en firme respecto del total en firme contratado en la sección del SNT que la CREG determine. Se contabilizará la capacidad contratada en firme desde el punto de entrada al punto de salida de cada remitente. El incumplimiento en el pago de este cargo al transportador será causal del corte del servicio al respectivo Remitente y dará lugar al cobro de los intereses de mora permitidos por la Ley colombiana.

c. Para gasoductos redundantes se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

El proyecto podrá ser presentado por un Transportador nuevo o existente conforme a las reglas establecidas en el numeral 5.3.1 y se remunerará a través de un ingreso regulado que fijará la Comisión.

La Comisión analizará cuáles son los beneficiarios del gasoducto redundante para establecer el ingreso regulado que éstos deberán pagar al Transportador ganador. Dicho ingreso regulado será recaudado por los Transportadores del SNT que la CREG determine a través de un contrato por servicio de confiabilidad entre los Transportadores y el representante del proyecto del gasoducto redundante. Los remitentes de la red de transporte con contratos firmes de transporte y que son beneficiarios directos de los proyectos, deberán pagar este cargo a prorrata de su capacidad contratada en firme respecto del total en firme contratado en la sección del SNT que la CREG determine. Se contabilizará la capacidad contratada en firme desde el punto de entrada al punto de salida de cada remitente. El incumplimiento en el pago de este cargo al transportador será causal del corte del servicio al respectivo remitente y dará lugar al cobro de los intereses de mora permitidos por la Ley colombiana

Para los proyectos referidos en los numerales 2 y 3 se tendrá en cuenta que por la prestación del servicio de liquidación y recaudo de este ingreso regulado se les

reconocerá a los transportadores un margen igual a aquel establecido por la CREG como margen de comercialización a usuarios regulados. Además de lo anterior, se les reconocerá el costo del cuatro por mil por las transacciones a ejecutar.

Los esquemas de cargos serán definidos por la CREG en resoluciones particulares derivadas de cada proyecto que resulte aprobado y asignado.

5.3.3 Compensaciones y Garantías

El OSC y/o el representante de un gasoducto redundante deberá constituir garantías bancarias equivalentes a una anualidad del proyecto a favor de los Transportadores con los que suscriba contratos por el servicio de confiabilidad, por la no entrada en operación del proyecto en el tiempo y capacidad de entrega en MPCD y volumen de almacenamiento en metros cúbicos ofrecidos. Cada garantía para cada Transportador será en proporción del volumen, si es del caso, y capacidad contratados.

Adicionalmente pagará una compensación en caso de no prestar el servicio de confiabilidad cuando es requerido equivalente al costo de restricciones ocasionado, pero limitado a un porcentaje de su ingreso de forma que siempre tenga la posibilidad de pagar deuda y sus costos de AOM. Esta compensación será en todo caso lo máximo que podrá reconocerse por incumplimiento. Las compensaciones se liquidarán trimestralmente y serán tales que permitan a la empresa pagar el servicio de la deuda y los gastos de AOM.

Se debe tener en cuenta de la metodología para el cálculo del costo de capital, los porcentajes de capital y deuda, de tal forma que la máxima compensación a pagar debería ser hasta el porcentaje de capital que remunera la inversión de la anualidad que se reconozca en el proyecto. Para dar un margen de seguridad a este límite se considera reducir el cálculo anterior en un 10% del pago de la anualidad total. Es decir que la máxima compensación que deberá reconocer al Agente será:

$$\frac{\%de\ Capital \times Valor\ Anualidad\ por\ Inversión}{4} \times 0,9$$

Esta compensación será en todo caso lo máximo que podrá reconocerse por el incumplimiento en el servicio de confiabilidad.

5.4 Período de Transición

En caso de requerirse, la primera evaluación de proyectos se hará en enero de 2013, pero se establece un período de transición para el cual la CREG aprueba algunos proyectos de confiabilidad correspondientes a la evaluación correspondiente al período durante el cual se llevaron a cabo las evaluaciones de los proyectos *Peak Shaving* de Gas Natural³⁴, y las Plantas GNI y el gasoducto de la Tabla 2.

En la sección 1.1 se mostraron las razones por las que el proyecto de *Peak Shaving* fue rechazado.

³⁴ Ver Anexo 2

La CREG realizó el análisis costo-beneficio de los proyectos referidos en la Tabla 2 de acuerdo con lo señalado en el numeral 2.1 de este documento³⁵. En este sentido, se recomienda aceptar estos proyectos como inversiones por confiabilidad y a sus proponentes como proponentes iniciales.

5.4.1 Valor a remunerar

Con el fin de obtener un valor eficiente para la inversión a desarrollar, se propone que para remunerar las inversiones por confiabilidad aprobadas según el numeral anterior, se lleve a cabo un concurso que se registrará bajo los siguientes principios:

Concurso sobre las iniciativas presentadas

- El proponente inicial suministrará los estudios en etapa de prefactibilidad³⁶ y el diagnóstico ambiental de alternativas, este último en caso de contar con los mismos. Para esta actividad se darán 15 días hábiles a partir de la entrada en vigencia de la resolución anexa a este documento.
- Con el propósito de que otros interesados en ejecutar el proyecto propuesto por el proponente inicial presenten sus ofertas, la CREG abrirá un concurso por un periodo de tiempo de seis (6) meses.
- En este concurso, podrán participar el proponente inicial y todos los otros interesados.
- El valor máximo del proyecto será propuesto por el proponente inicial.
- Todos los participantes deberán presentar una garantía de seriedad de la propuesta por un valor igual al diez por ciento (10%) del valor del proyecto.
- Al oferente de menor valor se le asignará el ingreso regulado por el servicio de confiabilidad, lo cual se hará a través de resolución particular. En todo caso para la asignación del ingreso regulado de los proyectos 2A y 2B de la
- Tabla 2 debe cumplirse la condición de que ambos han sido adjudicados.
- Si al adjudicatario es distinto del proponente inicial, deberá pagar al proponente inicial el 1,5% del valor de inversión presentado por éste. Este pago retribuirá al proponente inicial los estudios realizados para la estructuración del proyecto. En caso de que el proponente inicial presente la licencia ambiental un mes antes del cierre del concurso, el adjudicatario deberá reconocer al proponente inicial otro 1,5% del valor de inversión por este concepto.
- La CREG podrá contratar una banca de inversión para la definición de requisitos de precalificación, garantías y calificación, de forma tal que se garantice que el concurso sea objetivo y transparente y que el proyecto cumpla con el criterio de confiabilidad establecido en la presente Resolución.

³⁵ Referencia [2]

³⁶ Idem nota al pie 32

5.4.3.1 Requisitos para recibir el Ingreso Regulado por Generaciones de Seguridad:

Para poder recibir el Ingreso Regulado por concepto de Generaciones de seguridad, el proyecto del Atlántico deberá entrar en operación a más tardar el 1° de enero de 2015. No obstante, podrá presentar la siguiente opción sólo para el primer año de operación: i) el Jetty, un buque FSU³⁷ de 160,000 m³ y el gasificador en tierra.

5.4.3.2 Requisitos para recibir el Ingreso Regulado por Confiabilidad:

Para poder recibir el Ingreso Regulado por concepto del servicio de confiabilidad a la demanda nacional de gas natural, los proyectos de GNI tanto de la costa Atlántica como de la costa Pacífica deberán tener en operación la infraestructura de regasificación y la infraestructura de almacenamiento a más tardar el 1 de enero de 2017.

5.4.4 Derechos de uso de la capacidad

Cada segmento de la demanda tendrá derecho en todo momento a la capacidad de almacenamiento y volumen de vaporización de cada una de las plantas de GNI y de capacidad de transporte en firme para el gasoducto Buenaventura-Yumbo en la misma proporción que su aporte al total del costo de la inversión y de la operación anual de la respectiva planta. En caso de que uno de estos segmentos requiera hacer uso de un mayor almacenamiento y volumen de vaporización del que le corresponda por su participación, deberá pagar a los otros participantes a prorrata de su participación y a un costo equivalente al pago regulado de éstos.

Para el cumplimiento de lo propuesto en el párrafo anterior y el recaudo conforme a lo descrito en el numeral 5.4.2, diariamente los transportadores y la planta GNI harán un balance frente a los derechos de uso y lo efectivamente usado. El primer día hábil del mes se hará una liquidación de lo efectivamente utilizado por cada agente y se producirá un balance mensual total y se liquidará el ingreso mensual a pagar, por derecho de capacidad de la planta, por cada agente conforme el uso real de la planta GNI.

La regulación de los intercambios sobre los derechos en la capacidad de las plantas será materia de estudio posterior por parte de la CREG. Asimismo se deberá analizar la forma en la que usuarios que requieran ampliación de capacidad en el futuro, compensen parte de los pagos incurridos por la demanda previa a la ampliación solicitada. En regulación aparte se determinará por cargos de acceso, cargos de capacidad y cargos de uso de estos agentes.

5.5 Coordinación operativa

Se propone a la CREG solicitar al CNOG la elaboración de los siguientes protocolos, los cuales serían aprobados por la CREG.

³⁷ *Floating Storage Unit*

5.4.2 Remuneración

Con base en el valor de las inversiones que se determine de acuerdo con el procedimiento mencionado en el numeral 5.4.1, se fijará un ingreso regulado que se recaudará de la siguiente forma:

1) de la demanda eléctrica, a través de un costo fijo por restricciones que mensualmente, el ASIC liquidará y pagará a la planta de GNI, y;

2) de la demanda de gas a través de un ingreso fijo mensual para las plantas GNI y a recaudar por los Transportadores de la red tipo 1. Para esto se fijará un cargo por servicio de confiabilidad. Los remitentes de la red de transporte tipo 1 con contratos firmes de transporte deberán pagar este cargo a prorrata de su capacidad contratada respecto del total contratado en el SNT. Se contabilizará la capacidad contratada en firme desde el punto de entrada al punto de salida de cada remitente; no se contabilizarán los contratos que tengan las plantas térmicas que contraten con alguna de las plantas GNI el respaldo de sus OEF. El no pago de este cargo al transportador por parte de un remitente, será causal del corte de servicio al respectivo remitente y dará lugar al cobro de los intereses de mora permitidos por la Ley colombiana.

En cuanto al ingreso que se derivará por las OEF, este deberá ser acordado mediante contratos bilaterales entre cada planta térmica que se acoja a la opción de GNI y la empresa transportadora de gas que represente a la respectiva planta GNI.

Con el fin de evitar comportamientos oportunistas, a los remitentes de gas de la red de transporte red tipo 1 que no tengan contrato de transporte de gas firme se les cobrará el servicio al costo de oportunidad del sustituto a la fecha del suministro. Se fijará como sustituto el diésel para todos los sectores.

Por la prestación de este servicio se le reconocerá a los transportadores un margen igual a aquel establecido por la CREG como margen de comercialización a usuarios regulados en las resoluciones vigentes y el costo del 4 por 1000 por las transacciones a ejecutar. Esta garantía será por un valor igual al de un mes del ingreso regulado a recaudar. La CREG en la regulación en que se fijen las reglas para la estandarización de contratos establecerá lo correspondiente a este cargo de confiabilidad de SNT red tipo 1.

El ingreso regulado por concepto de Generaciones de Seguridad y del servicio de confiabilidad del gas natural se actualizará mensualmente con base en índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200)

5.4.3 Requisitos exigibles a las plantas de GNI a fin de que puedan acceder al Ingreso Regulado

Los requisitos aquí exigidos deberán estar cubiertos con una garantía otorgada a favor de quienes las remuneran, en proporción a dicha remuneración.

1. Un protocolo para coordinación de mantenimientos programados que debe basarse en los siguientes principios:
 - a. Los productores deberán presentar un plan de mantenimiento programado del año. Los productores deberán contar con certificación de que aplican metodologías de optimización de la programación de mantenimiento para los componentes de su infraestructura de producción definidos como críticos.
 - b. En el tiempo únicamente puede estar en mantenimiento un solo campo de producción de gas.
 - c. En lo posible se harán mantenimientos de infraestructura de gas correspondientes con las plantas térmicas a gas.
 - d. En lo posible en un evento del "Niño" no se harán mantenimientos programados en la infraestructura de transporte y producción de gas. En caso de no poderse postergar se alinearán con los de plantas térmicas para que éstas tengan los respectivos respaldos mediante los anillos de seguridad establecidos en la regulación del cargo por confiabilidad del sector eléctrico.
2. Un protocolo de operación de las plantas de GNI y la infraestructura de transporte y producción de gas de tal forma que en caso de requerirse la operación de las plantas de GNI por interrupciones de transporte o producción, éstas entren en operación oportunamente y se evite la generación de sobrecostos por uso del SNT, para los remitentes que cuenten con derechos de confiabilidad sobre la planta de GNI, a través de intercambios automáticos de capacidad de transporte en firme entre estos remitentes.

6. Recomendaciones

De acuerdo con los análisis presentados a lo largo de este documento se propone el proyecto de resolución que acompaña este documento.

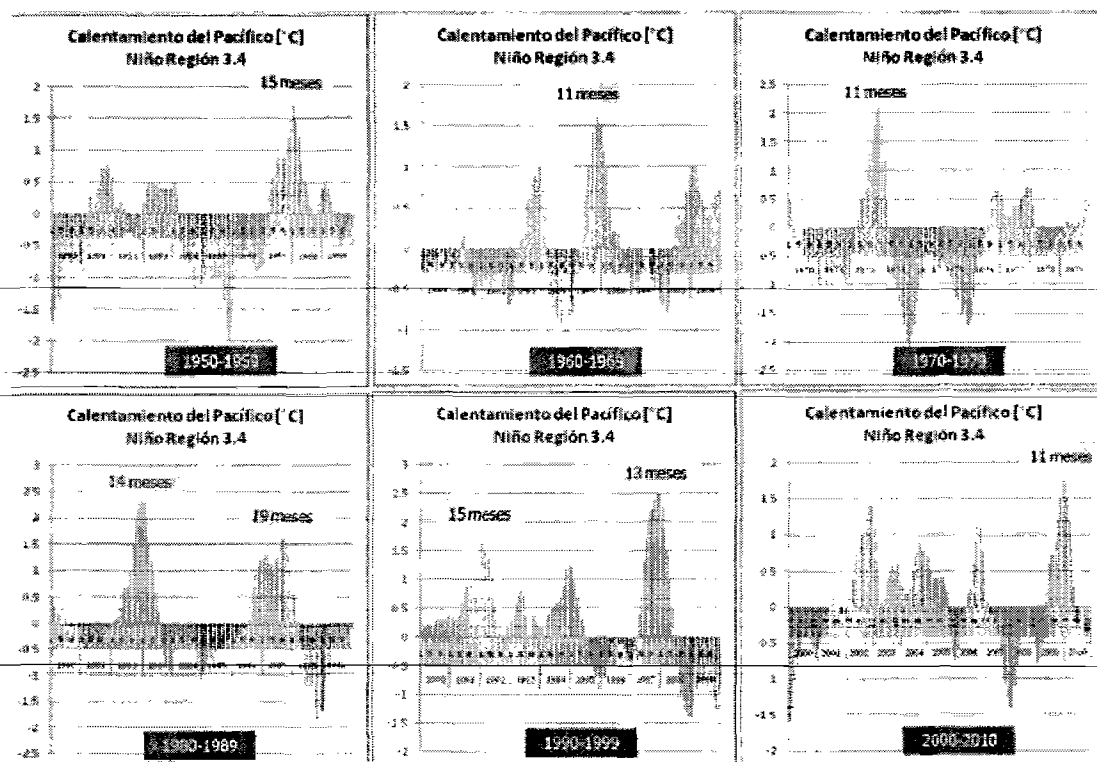
7. Referencias Bibliográficas

[1] Consorcio Itansuca - Freyre & Asociados "*Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados relevantes de distribución y comercialización*" (2010). Circular CREG 086 de 2010.

[2] Itansuca Proyectos De Ingeniería S.A. "*Consultoría para la actualización y profundización del estudio de determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la confiabilidad del suministro de gas natural en el país.*" Diciembre 2011. Circular CREG 011 de 2012

NI

Dependencia de la demanda de factores climáticos plurianuales



En 60 años, 9 eventos en los cuales los periodos de calentamiento superaron los 1.5° C.

Probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de "El Niño" en un año dado (es decir la inversa del periodo de recurrencia) es $9/60=0.15$.

Fuente: Itansuca Proyectos De Ingeniería S.A. "Consultoría para la actualización y profundización del estudio de determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la confiabilidad del suministro de gas natural en el país." Diciembre 2011

Anexo 2 Proyecto de planta *Peak Sahiving*

- Capacidad de inyección: 170 MPCD
- Capacidad de almacenamiento: 700 MPC y 109 días de llenado
- Costo inversión: 179.8 US\$ MM
- Costo anual de operación y mantenimiento: 4.5 MMUS\$
- Costo inversión: 179.8 US\$ MM
- Costo anual de operación y mantenimiento: 4.5 MMUS\$

