



Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo

Entregable III: Propuestas
para mejorar la situación
de abastecimiento

Preparado para:

Ministerio de Minas y Energía -
MME

Agencia Nacional de Hidrocarburos
- ANH

Comisión de Regulación de Gas y
Electricidad - CREG

Unidad de Planeación Minero
Energética - UPME

Arthur D. Little, Inc.

1600 Smith Street,

Suite 3960

Houston, Texas 77002

U.S.A.

Teléfono +1 281-404-9856

Fax +1 713-655-0726

www.adlittle.com

Índice

1. INTRODUCCIÓN	4
GAS NATURAL.....	8
2.1. INTRODUCCIÓN	8
2.2. MEDIDAS DE PREVENCIÓN	12
2.2.1. <i>Diversificación de la matriz energética.....</i>	<i>12</i>
2.2.1.1. Esquema de precios.....	12
2.2.1.2. Medidas de impulso a la diversificación energética	13
2.2.2. <i>Infraestructura.....</i>	<i>17</i>
2.2.2.1. Plantas de regasificación.....	17
2.2.2.2. Importación de Gas Natural Comprimido (GNC)	28
2.2.2.3. Importación de gas de Venezuela.....	31
2.2.2.4. Conclusiones	32
2.2.3. <i>Institucionales/Estructura de Mercado</i>	<i>35</i>
2.2.3.1. Integración vertical.....	35
2.2.3.2. Propuestas de mejora de Coordinación Gas - Electricidad (CGE)	38
2.2.3.3. Agente Centralizador de información	63
2.2.3.4. Plan Indicativo de Desarrollo de Infraestructura	67
2.2.3.5. Consideraciones sobre contratos de Exploración y Producción	68
2.2.3.6. Intervención en mantenimientos de instalaciones de producción de gas.....	70
2.2.3.7. Mecanismos de contratación de suministro.....	71
2.2.4. <i>Viabilidad financiera.....</i>	<i>73</i>
2.2.4.1. Revisión metodología de cálculo de tarifas.....	73
2.3. MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	75
2.3.1. <i>Almacenamiento de gas.....</i>	<i>75</i>
2.3.2. <i>Otras medidas – Aire propanado</i>	<i>84</i>
2.3.3. <i>Otras medidas.....</i>	<i>85</i>
3. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, GLP Y BIOCOMBUSTIBLES.....	86
3.1. INTRODUCCIÓN	86
3.2. MEDIDAS DE PREVENCIÓN	87
3.2.1. <i>Diversificación en la matriz energética.....</i>	<i>90</i>
3.2.1.1. Continuidad en la política de desmonte de subsidios:.....	90
3.2.1.2. Continuidad en la Política de Penetración de Biocombustibles:.....	91
3.2.2. <i>Incorporación de Nuevas Fuentes de Suministro ante Escenarios de Escasez</i>	<i>91</i>
3.2.2.1. Ampliación de la infraestructura de importación de Diesel y Gasolinas	91
3.2.2.2. Monitoreo a la infraestructura de importación de crudos	94
3.2.2.3. Plan Indicativo de Infraestructura de Suministro y Transporte de Combustibles Líquidos y GLP	95
3.2.3. <i>Medidas Institucionales / Estructura de Mercado.....</i>	<i>96</i>
3.2.3.1. Diseño de mecanismos para promover el acceso a la infraestructura de importación y facilidades portuarias	96
3.2.3.2. Consideraciones sobre Contratos de Exploración y Producción en materia de abastecimiento de crudo	103
3.2.3.3. Coordinación sector de Combustibles Líquidos – Electricidad.....	107
3.2.3.4. Coordinación Combustibles Líquidos – Biocombustibles.....	110
3.3. MEDIDAS DE MITIGACIÓN.....	111
3.3.1. <i>Redundancia en infraestructura de importación.....</i>	<i>112</i>
3.3.1.1. Holgura en la capacidad de importación -Puerto de Buenaventura-.....	112
3.3.1.2. Promoción de la Infraestructura de importación de GLP y Biocombustibles:.....	114
3.3.1.3. Almacenamiento Estratégico.....	117
4. BIBLIOGRAFÍA	132

5.	ANEXO I – GAS NATURAL LICUADO.....	136
4.1	MERCADO GLOBAL.....	136
4.2	ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS DE REGASIFICACIÓN DISPONIBLES	140
4.3	PROYECTOS DE REGASIFICACIÓN EN LA REGIÓN	142
4.4	MARCO REGULATORIO – ASPECTOS CLAVE	146
	ANEXO II – INVENTARIO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	150
4.5	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL POR PLANTA.....	150
4.6	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA REGULAR POR PLANTA	151
4.7	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE JET POR PLANTA	152

1. Introducción

El presente informe se presenta en desarrollo del estudio contratado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (FONADE) para realizar una consultoría para la “Evaluación de Riesgos de Desabastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo; la Definición de un Marco Normativo para la Seguridad del Abastecimiento de Hidrocarburos y para Garantizar los Niveles de Confiabilidad Requeridos; y el Diseño de un Plan de Acciones a Implementar en Situaciones Extremas que Puedan Afectar la Seguridad en el Suministro de Hidrocarburos, Derivados y Biocombustibles.

Este estudio es coordinado por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía (MME) y es supervisado por un Comité Técnico integrado adicionalmente por la Dirección de Gas del Ministerio, la Comisión de Regulación de Gas y Electricidad (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la ANH.

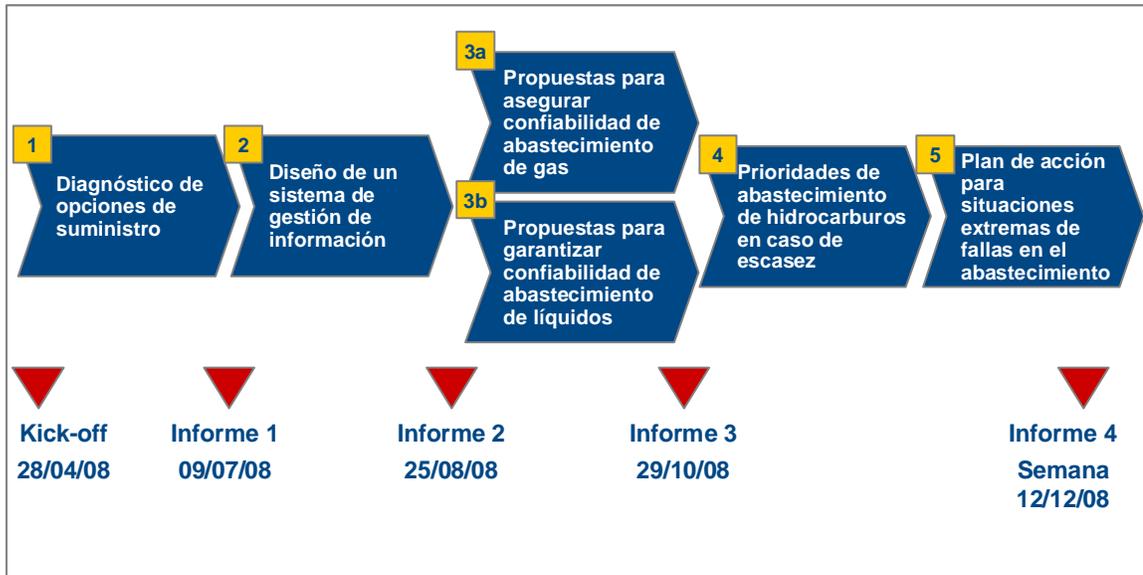
Los objetivos específicos del estudio son:

- Realizar un diagnóstico de la situación actual y evaluar opciones de suministro para garantizar el abastecimiento de hidrocarburos y sus derivados consumidos a nivel nacional, acorde con la política energética vigente (participación empresarial, estado regulador, desarrollo de mercados)
- Diseñar un sistema de gestión de la información de capacidad de producción, reservas, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, sus derivados y biocombustibles
- Evaluar y definir los niveles de confiabilidad más convenientes para el país en la prestación del servicio de gas natural, así como los mecanismos y acciones necesarias para asegurar dichos niveles
- Evaluar y definir los niveles de confiabilidad más conveniente para el país en el sector de los combustibles líquidos (incluyendo el GLP), así como los mecanismos y acciones necesarias para asegurar dichos niveles
- Definir prioridades de abastecimiento de hidrocarburos y de biocombustibles que se producen en el país y, diseñar mecanismos de asignación de productos en casos de escasez
- Elaborar un plan de acciones a implementar en situaciones extremas que afecten la seguridad en el suministro de hidrocarburos, sus derivados y biocombustibles

Para el cumplimiento de los objetivos enunciados anteriormente Arthur D. Little estableció un plan de trabajo con ocho tareas específicas vinculadas a la identificación de

la situación actual y riesgos, la definición de objetivos, la evaluación de opciones y el desarrollo de un plan de implantación como se describe a continuación:

Plan de trabajo



A continuación se presenta el informe correspondiente al desarrollo de **Propuestas para Mejorar la Situación de Abastecimiento**, correspondiente a la tercera etapa del estudio.

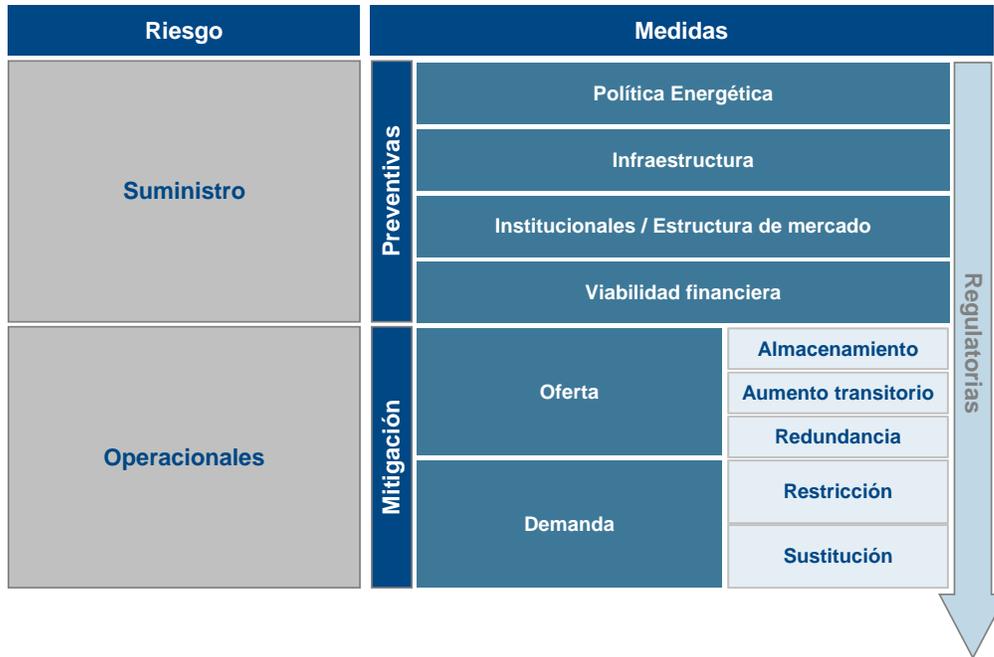
Las medidas propuestas en este documento surgen como respuesta a los riesgos principales identificados en la primera etapa del estudio. En dicha etapa, se distinguieron aquellos riesgos relacionados a la disponibilidad de recursos y estructura de las cadenas de abastecimiento (“riesgos de suministro”), y los riesgos de carácter operacional y de situaciones de emergencia (“riesgos operacionales”).

Siguiendo el marco conceptual utilizado para la clasificación de riesgos, hemos clasificado las propuestas de mejora desarrolladas en dos grandes grupos:

- **Medidas de Prevención:** buscan reducir la probabilidad de ocurrencia de un evento de desabastecimiento
- **Medidas de Mitigación:** orientadas a eliminar o reducir el impacto ante la ocurrencia de “riesgos operacionales”

En términos generales, las medidas propuestas pueden ser estructuradas de acuerdo al siguiente esquema:

Clasificación general de medidas propuestas



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Las medidas preventivas desarrolladas pueden ser agrupadas dentro de alguna de las siguientes categorías:

- Política Energética: formulación de políticas con impacto sobre la matriz energética (induciendo cambios tanto por el lado de la oferta como de la demanda)
- Infraestructura: desarrollo de proyectos de inversión con potencial de incrementar la oferta y cerrar un desbalance proyectado
- Aspectos institucionales / de estructura de mercado: recomendaciones de revisión de ciertos aspectos relacionados al funcionamiento de los mercados con incidencia en la situación de abastecimiento del mismo
- Viabilidad financiera: vinculados al punto anterior, pero específicamente relacionados con los mecanismos de remuneración de las distintas actividades desarrolladas en el mercado (nuevamente, en la medida que puedan estar impactando en la situación de abastecimiento del mismo)

Siguiendo un esquema similar al utilizado por la Agencia Internacional de Energía (AIE), hemos clasificado las medidas de mitigación entre aquellas con potencial de responder a eventos imprevistos por el lado de la oferta y aquellas con incidencia en la demanda:

- Oferta: respuesta a emergencias mediante utilización de inventarios (almacenamiento), incremento transitorio en la oferta, desarrollo de alternativas de abastecimiento (infraestructura de suministro o de transporte)

- Demanda: medidas inducidas o impuestas de restricción de demanda o de sustitución entre energéticos en situaciones de emergencia

Adicionalmente, la mayor parte de las medidas analizadas incluyen aspectos regulatorios comunes o específicos de cada una.

Este informe se concentra principalmente en las medidas de prevención, y aborda algunos aspectos clasificados dentro de las medidas de mitigación. El análisis más detallado de medidas de acción ante situaciones de emergencia forma parte del cuarto y último documento entregable del proyecto.

Por la naturaleza incierta de los riesgos, la aplicación de varias de las medidas propuestas tendrá sentido únicamente ante la ocurrencia de determinados eventos. Sin embargo, dependiendo de la medida, los tiempos requeridos para su implementación pueden ser significativos, con lo cual es necesario definir las condiciones que, previo a la ocurrencia del evento, determinarán su implementación.

El documento está estructurado en tres capítulos incluyendo esta introducción. El segundo capítulo desarrolla las medidas propuestas para el sector de gas natural. En el tercer capítulo se describen las medidas propuestas para los sectores de combustibles líquidos, gas licuado de petróleo (GLP) y biocombustibles. Adicionalmente, el reporte contiene un anexo que incluye una descripción del mercado global de GNL.

Gas Natural

2.1. Introducción

Con base en el análisis de diagnóstico realizado, la situación de abastecimiento de la cadena puede ser resumida en los siguientes puntos principales:

- No disponibilidad suficiente de gas para cubrir la demanda para contratación en firme
- Incertidumbre respecto al horizonte de abastecimiento
 - Ausencia de hallazgos significativos pese al incremento de la actividad exploratoria
 - Incertidumbre con respecto al inicio a tiempo de los nuevos proyectos previstos de aumento de capacidad de producción y/o transporte
 - Incertidumbre con respecto a la disponibilidad futura de gas de Venezuela
 - Crecimiento sostenido de la demanda pese a incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas
- Incertidumbre respecto al abastecimiento del interior ante picos de demanda del sector termoeléctrico
- Producción de gas fuertemente concentrada en sólo dos fuentes de producción y por parte de tres jugadores

Como se describió en el Segundo Informe sobre los Sistemas de Información, la cadena adolece de un mecanismo robusto de intercambio de información consolidada y confiable que permita realizar un diagnóstico preciso de la situación. Esta situación, en un contexto como el descrito más arriba, ha contribuido a incrementar la situación de incertidumbre entre autoridades y agentes del sector.

En este marco, durante los últimos años se han modificado algunos aspectos regulatorios y otros se encuentran actualmente bajo revisión (se nombran algunos importantes, no exhaustivo):

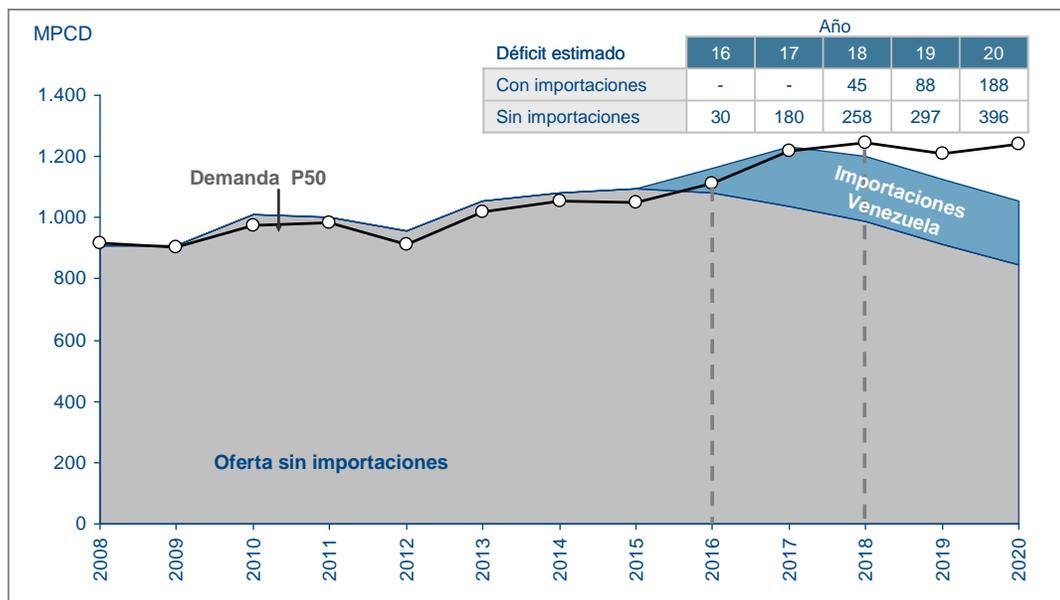
- Decreto de abastecimiento ante situaciones de emergencia y escasez (Decreto 880/2007, Decreto 2687/2008)
 - Priorización del mercado doméstico sobre el de exportación
 - Priorización de los sectores residencial y comercial sobre el resto dentro del mercado doméstico
- Esquema de contratación de gas (actualmente en revisión)
 - Flexibilización de la exigencia de respaldo físico para la contratación en firme (firmeza condicionada, posibilidad de considerar almacenamiento)
 - Flexibilización de los mecanismos de contratación para distribuidores/comercializadores (posibilidad de negociaciones bilaterales)
 - Mecanismo de subastas para nuevo gas a ser contratado

- Revisión del esquema de precios regulados (propuesta de algunos estudios pero no hay evidencia que exista un proyecto regulatorio en este sentido)
- Revisión del esquema de expansión de infraestructura de transporte
 - Revisión de esquema tarifario
 - Mecanismo de subasta para la expansión de sistemas existentes o nuevas infraestructuras (en estudio)
- Revisión de mecanismos de remisión de información por parte del sector

Como se mencionó anteriormente, los riesgos fueron clasificados entre riesgos de suministro y riesgos operacionales.

Los riesgos de suministro parten del análisis de balance oferta-demanda, a partir del cual se identificaron aquellos eventos que, dada su relativamente alta probabilidad de ocurrencia o significativo impacto potencial, son más relevantes para el análisis¹. Se tomaron a estos efectos, las proyecciones actualizadas elaboradas conjuntamente por la UPME y Naturgas, en las que se definieron tres escenarios de demanda P10, P50 y P90, considerándose el P50 como el de mayor probabilidad de ocurrencia, o caso base. Es importante destacar que, a excepción del sector de refinación, las proyecciones de este caso no incorporan nuevos proyectos demandantes de gas y en términos generales las proyecciones no explicitan la demanda en términos comerciales del tipo de servicio suministrado (firme o interrumpible).

Balance proyectado de gas (UPME-Naturgas) – Demanda P50



Fuente: UPME - Naturgas

¹ La clasificación de riesgos operacionales y de suministro fue desarrollada en detalle en el primer informe

Por el lado de la oferta, se asume un único escenario, con una curva de declinación proyectada para cada uno de los campos (en el caso particular del gas libre de la Guajira, la producción se ajusta según los requerimientos del país).

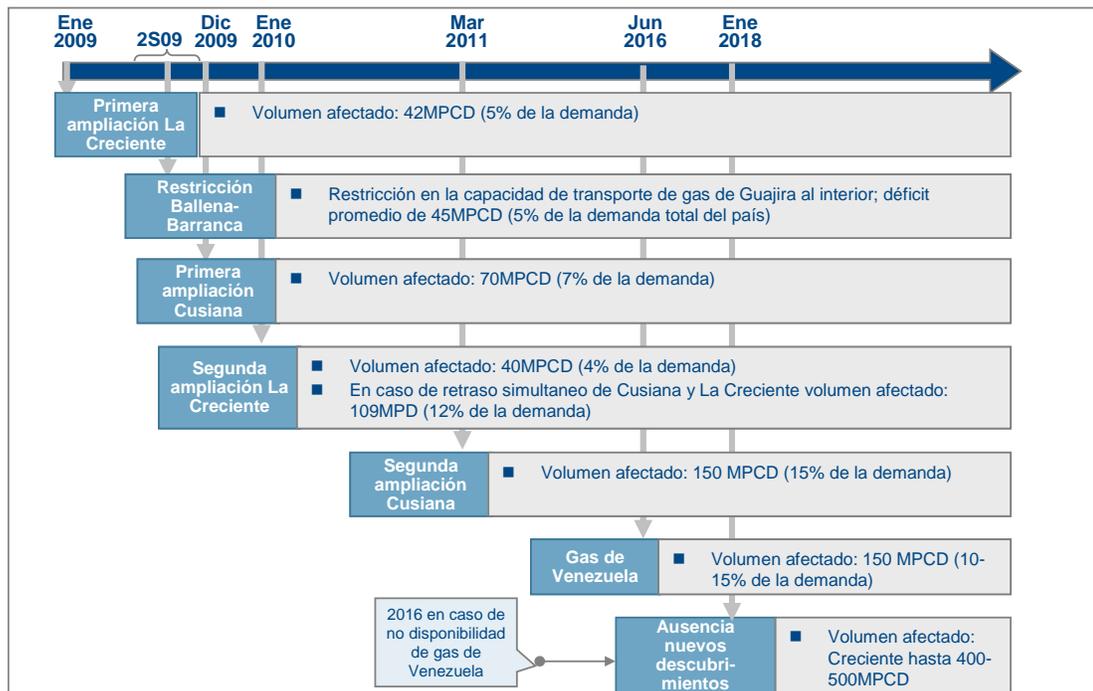
Con base en estas proyecciones, y considerando el escenario P50 de demanda, y asumiendo la disponibilidad de gas según lo contratado con Venezuela, el escenario de equilibrio se extendería hasta 2018, mientras que de no estar disponible esta fuente externa el balance sería deficitario a partir de 2016.

Considerando el escenario más crítico (demanda P90, sin gas de Venezuela), el mercado de gas sería deficitario a partir de 2015.

Sin embargo, al observarse el balance regional (costa-interior) se identifican algunas particularidades relevantes en el corto plazo. En particular, considerando el escenario P50 de demanda, las proyecciones arrojan un déficit estimado en el interior del país en el segundo semestre de 2009, originado por la insuficiente capacidad de transporte de gas desde la Guajira al interior (es decir, existe disponibilidad de gas excedente que alcanzaría para cubrir las necesidades del interior, pero no puede ser transportado en su totalidad por restricciones en el tramo Ballena-Barranca). Una vez se libera esta restricción, y se incrementa la disponibilidad de gas del interior (a través de la ampliación de 70MPCD en la producción de Cusiana), esta situación se revierte.

La gráfica que sigue resume los principales riesgos identificados de acuerdo a su posible ocurrencia en el tiempo.

Principales riesgos de suministro

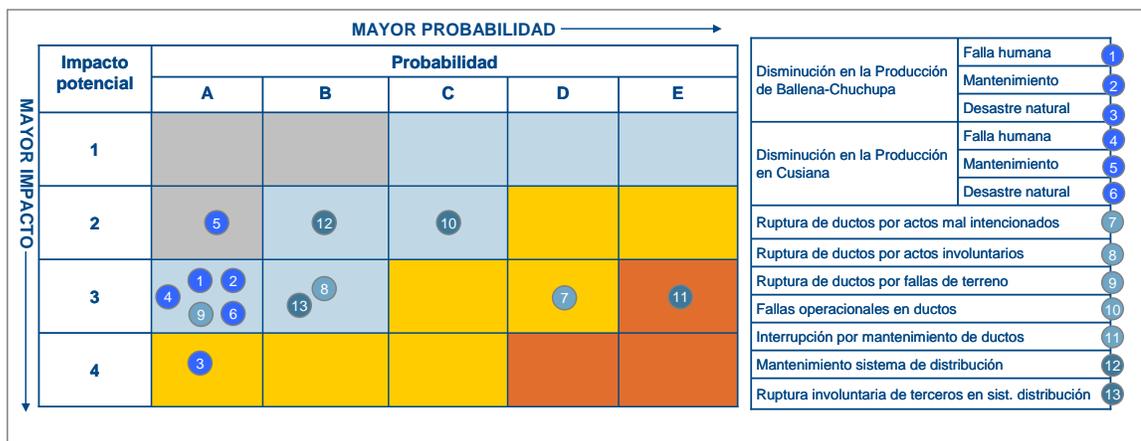


Fuente: UPME - Naturgas

Con respecto a los riesgos operacionales, del análisis de probabilidad e impacto potencial se habían identificado los siguientes riesgos principales:

- Cualquier interrupción de la producción de los campos de La Guajira debido a que sería difícil reemplazar su producción con cualquier otra fuente
- Interrupción del transporte debido a mantenimientos pues éstos son bastante frecuentes y tienen un impacto medio en el abastecimiento, y
- Ruptura de ductos por actos malintencionados o voladuras

Principales riesgos operacionales



Fuente: Análisis Arthur D. Little

2.2. Medidas de Prevención

El cuadro que sigue resume las principales medidas propuestas para prevenir la ocurrencia de los riesgos de suministro en el mercado de gas. El impacto de algunas de ellas sobre la situación de abastecimiento puede ser dimensionado específicamente, mientras que en otros casos se trata de medidas con impacto cierto pero difícilmente cuantificable.

Medidas de prevención – Resumen

	Objetivo	Propuesta	Aspectos clave
Política Energética	Diversificación en la matriz energética	Medidas de impulso de diversificación energética (demanda) – Ej: precios relativos entre energéticos, subsidios..)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reflejo de costo de oportunidad y competencia del gas vs. otros energéticos ■ Relación con lineamientos de política energética (PND)
		Medidas de impulso de diversificación (oferta) –no convencionales (coal bed methane, tight gas, etc), carbón en caso de escasez	<ul style="list-style-type: none"> ■ Potencial fuentes alternativas ■ Barreras regulatorias y económicas al desarrollo
Infraestructura	Incorporar nuevas fuentes de suministro ante escenarios de escasez	Plantas de regasificación	<ul style="list-style-type: none"> ■ Viabilidad económica ■ Vacíos regulatorios (quién lo puede hacer?) ■ Análisis de alternativas: capacidad, suministro GNL, localización, tecnología (on-shore, off-shore)
		Gasoducto de interconexión	<ul style="list-style-type: none"> ■ Incertidumbre respecto al desarrollo a tiempo de los proyectos en Venezuela
		GNC por barcaza	<ul style="list-style-type: none"> ■ Confiabilidad de la tecnología
Institucionales / Estructura de mercado	Institucional / Estructura de mercado	Mayor integración vertical ente agentes de la cadena	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contribución en términos de coordinación para ejecución a tiempo de planes de ampliación (transporte, producción)
		Propuestas de mejora coordinación gas-electricidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ ¿Qué es la coordinación gas-electricidad? ■ ¿Bajo qué esquema institucional?
		Agente centralizador de información / Monitoreo indicadores de confiabilidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ ¿En cabeza de quién? ■ ¿Qué información?
		Plan Indicativo de Desarrollo de Infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alcance, implicancias, roles
Viabilidad financiera	Precios / Remuneración	Revisión esquema de contratación de suministro	<ul style="list-style-type: none"> ■ Impacto del Decreto 2687
		Revisión metodología cálculo de tarifa de transporte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Barreras de metodología actual a expansiones ■ Análisis de cambios tarifarios propuestos por la CREG

Fuente: Análisis Arthur D. Little

2.2.1. Diversificación de la matriz energética

2.2.1.1. Esquema de precios

Uno de los aspectos destacados en el primer informe es el de las implicaciones de dos esquemas de precios para el gas producido en Colombia. Mientras que el precio de La Guajira, Cusiana y Opón se encuentran regulados (actualizados de acuerdo a la evolución del precio del Fuel Oil con 1% de azufre en Nueva York), el precio del gas producido en otros yacimientos o en Cusiana es libre si la capacidad de tratamiento es mayor a 180MPCD.

Debido a su alta (aunque declinante) participación en la producción doméstica total, el precio del gas de La Guajira ha jugado históricamente un rol de moderador de precios de todo el gas producido en Colombia. El precio surgido en los últimos procesos licitatorios y en transacciones del mercado secundario señala que el “precio sombra” se ubicaría por encima del precio regulado.

Desde hace algún tiempo se discute en Colombia la conveniencia de migrar hacia un esquema único de precios. Tomando en cuenta la política de migrar a esquemas de precios libres en toda la canasta energética, las autoridades del sector evalúan

constantemente la conveniencia del esquema y sus consecuencias. La principal traba para esto es que el contrato de asociación de La Guajira fue extendido bajo condiciones de continuidad en el esquema de precios regulados, por lo que de ser liberado, muy probablemente generaría una renta extraordinaria a los productores.

Con prescindencia de este aspecto relevante, consideramos que la consolidación de una señal única de precios sería una medida positiva desde el punto de vista del abastecimiento. En primer lugar, generaría señales más claras, principalmente del lado de la demanda, permitiendo a la misma comportarse de manera acorde con la situación de escasez que pudiera existir en el mercado. Por otra parte, facilitaría la simplificación de mecanismos de formación de precio y comercialización, un aspecto que se encuentra en el centro del debate. Finalmente, creemos que al reflejar más acertadamente el costo de oportunidad, impactaría favorablemente la situación de abastecimiento, incrementando el atractivo de comercializar el gas domésticamente vs. la alternativa de exportación y/o contribuyendo a la concreción de proyectos de importación de gas en caso de resultar necesarios.

Las desventajas de la señal única de precios son principalmente la posibilidad de abuso de posición oligopólica por parte de los productores en un mercado altamente concentrado y, dado el probable incremento de precios, el elevado impacto sobre estratos sociales más desfavorecidos. Consideramos que el primer efecto podría ser mitigado a partir de la definición de una mejora en el esquema de asignación del gas (este tema es desarrollado en mayor detalle en la sección 2.2.3.5), mientras que el segundo probablemente requiera de un incremento en los subsidios destinados a dichos estratos, lo cual está en cierta forma previsto en el Plan Nacional de Desarrollo². En este sentido, el actual contexto de reducción en el precio internacional de los energéticos podría ser considerado como una oportunidad para introducir modificaciones sin impacto tan significativo en costo. Por otra parte, la CREG cuenta con facultades y mecanismos para monitorear a las empresas y podría en caso de abusos de posición mantener como salvaguarda la posibilidad de retomar la regulación de precios.

2.2.1.2. Medidas de impulso a la diversificación energética

El desarrollo de recursos hidrocarbúricos no convencionales puede ser considerada una medida preventiva en la medida que contribuya a incrementar la oferta y descomprimir la estrechez proyectada entre oferta y demanda en ausencia de nuevos descubrimientos de recursos convencionales de gas.

Diversas estimaciones dan cuenta de un significativo potencial de recursos hidrocarbúricos no convencionales en Colombia. En particular, en lo que se refiere a gas, el potencial puede darse a través de alguna de las siguientes formas:

- Gas asociado a carbón (Coal bed methane): gas (principalmente metano) contenido en carbón, liberado a través de fracturas provocadas ante la reducción

² En el mismo está previsto que el costo de los servicios públicos para los estratos 1 y 2 no puede subir por encima del IPC; si el costo es mayor se financia con subsidios del Presupuesto Nacional

de presión mediante remoción de agua; localización potencial a lo largo de las vastas reservas de carbón de Colombia

- Shale gas (gas en lutitas): metano distribuido en rocas finamente granuladas o almacenado como gas libre en las rocas similar al Coal bed methane; localización potencial en el Magdalena Medio
- Tight gas: encontrado en formaciones de muy baja permeabilidad; localización potencial en el Magdalena Medio
- Hidratos de gas: estructuras cristalinas y naturales de agua sólida y gas; localización potencial en las Costas del Pacífico y del Atlántico

Las principales barreras identificadas para el desarrollo de estos recursos son resumidas en las siguientes:

- Disponibilidad limitada de información geológica
- Altos requerimiento tecnológicos
- Requiere de compañías y personal especializados, no disponibles en Colombia
- Falta de incentivos económicos específicos (economías más estrechas que en recursos convencionales)
- Ciertas brechas regulatorias (no existe un marco específico para el desarrollo de estos recursos)
- Restricciones en infraestructura requerida aguas abajo

En un estudio³ conducido recientemente por Arthur D. Little para la Agencia Nacional de Hidrocarburos se identificaron algunos factores clave de éxito observados en aquellos países más exitosos en el desarrollo de estos recursos:

- La evidencia de significativas existencias de recursos es un pre-requisito para el desarrollo de recursos no convencionales; las agencias licenciantes suelen desempeñar un rol activo en la promoción de estudios técnicos y promoción
- Los países más agresivos en la promoción de estos recursos aplican incentivos económicos y fiscales para ponerlos en pie de igualdad con recursos convencionales
- Los plazos requeridos para Exploración y Producción son típicamente más prolongados que para recursos convencionales
- El acceso ventajoso a los mercados domésticos puede facilitar el desarrollo de estos recursos; algunos países ejercen un rol activo en el desarrollo de infraestructura
- La participación de jugadores especializados es clave para asegurar la rápida implementación de tecnologías y experiencias ya desarrolladas

³ Evaluación del Potencial de Hidrocarburos no convencionales en Colombia (2008)

- Los aportes gubernamentales para la Investigación y Desarrollo y apoyo a la investigación privada juegan un rol determinante para estimular los desarrollos tecnológicos requeridos
- El desarrollo de recursos no convencionales enfrenta importantes desafíos ambientales, lo cual exige la definición de estrategias y regulación apropiada para asegurar el desarrollo de los mismos en forma sustentable

Como se mencionó anteriormente, una de las principales barreras identificadas para el desarrollo de estos recursos es la inexistencia de un marco específico:

- Al no existir referencia específica a recursos no convencionales, actualmente rigen las mismas condiciones para el gas natural que para el CBM, gas shale y tight gas
- El mecanismo de licencias para CBM fue suspendido por el Acuerdo 042 de la ANH (aún bajo estudio por aspectos de co-existencia con el sector minero)
- Recientemente la ANH otorgó un contrato para la explotación de CBM (“Contrato E&P La Loma de la ANH”)
- En estos casos se desarrollaron algunas reglas contractuales a través de la adopción de definiciones específicas para los recursos y la diferenciación de las fases de exploración y producción
 - Los incentivos económicos y esquemas de regalías son los mismos que para el gas natural
 - El contrato ANH para La Loma representa un progreso en la definición de un marco para los recursos no convencionales, al incluir una definición propia para incluir los depósitos de CBM

Los aspectos clave a desarrollar en este sentido son:

- Definición del límite entre recursos convencionales y no convencionales
- Coexistencia con recursos minerales: transparentar el rol regulatorio del MME, y robustecer los mecanismos de resolución de disputas legales
- Plazos para exploración y explotación

Adaptación de contratos existentes vs. creación nuevos contratos – Ventajas y desventajas

	Adaptar contratos existentes	Crear nuevos contratos para no convencionales
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Facilidad de implementación ■ Permite a ANH iniciar esfuerzos de promoción sin demoras ■ Minimiza aspectos burocráticos ■ Resultó exitoso en el caso de La Loma 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contrato adaptado a las necesidades de los recursos no convencionales, permitiendo adaptar a condiciones específicas
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dificultades por la coexistencia de jugadores de convencionales y no convencionales en los mismos bloques (ej. gas convencional y gas shale) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tiempo requerido para implementación, demorando acciones de promoción requeridas para atracción de inversiones ■ Costos económicos (ej. legales)

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Consideramos que la adaptación de los actuales contratos de E&P y TEA existentes para los recursos convencionales es conveniente frente a la alternativa de crear un nuevo modelo específico para el desarrollo de los no convencionales.⁴

Uno de los aspectos clave a ser considerados dentro de los términos para el desarrollo de estos recursos es el diseño de incentivos fiscales. Con base en las experiencias internacionales, se han seleccionado los más efectivos y habitualmente utilizados, según se describe en la tabla siguiente.

⁴ La ANH ha tomado la decisión de generar un contrato propio para estos recursos

Principales alternativas de incentivos fiscales

Incentivo	Descripción
Reducción de regalías	Reducción de las regalías para los recursos no convencionales (mecanismo ya existente para crudos pesados, el off-shore y otros proyectos particulares)
Exención pago de regalías (por un tiempo determinado)	Permitir una exención en el pago de regalías durante los primeros años del proyecto (ej. durante los primeros x años de operación o hasta que se cumpla el período de repago del proyecto)
Exención impuesto a la renta (por un tiempo determinado)	Exención durante los primeros x años operativos del proyecto, o hasta que se cumpla el período de repago del capital
Créditos fiscales	Actualmente no se aplican créditos a los proyectos de recursos no convencionales. Monto propuesto de \$ 0,50 por pie cúbico
Amortización acelerada	Permitir un esquema diferencial de amortización respecto a la práctica usual (actualmente 10 años)
Permitir utilización inmediata del crédito fiscal (impuesto a la renta)	Permitir al sponsor del proyecto beneficiarse de las pérdidas impositivas durante los años iniciales del proyecto a medida que estos son incurridos
Reducción costos de adquisición de derechos de superficie	Se propone reducción de hasta 50% respecto a los niveles actuales (\$1,00 por hectárea/mes y \$0,01 por pie cúbico)

Fuente: Análisis Arthur D. Little

En el estudio desarrollado por Arthur D. Little se realizó un modelo de evaluación económica que permite graduar dichos incentivos en función del precio del petróleo.

En conclusión, consideramos que el potencial de diversificar la oferta de gas natural a través de recursos no convencionales puede ser importante, si bien los plazos requeridos para el desarrollo de los mismos pueden exceder el horizonte de análisis. Teniendo en cuenta esto, recomendamos iniciar con la mayor celeridad posible un plan de promoción de estos recursos.

2.2.2. Infraestructura

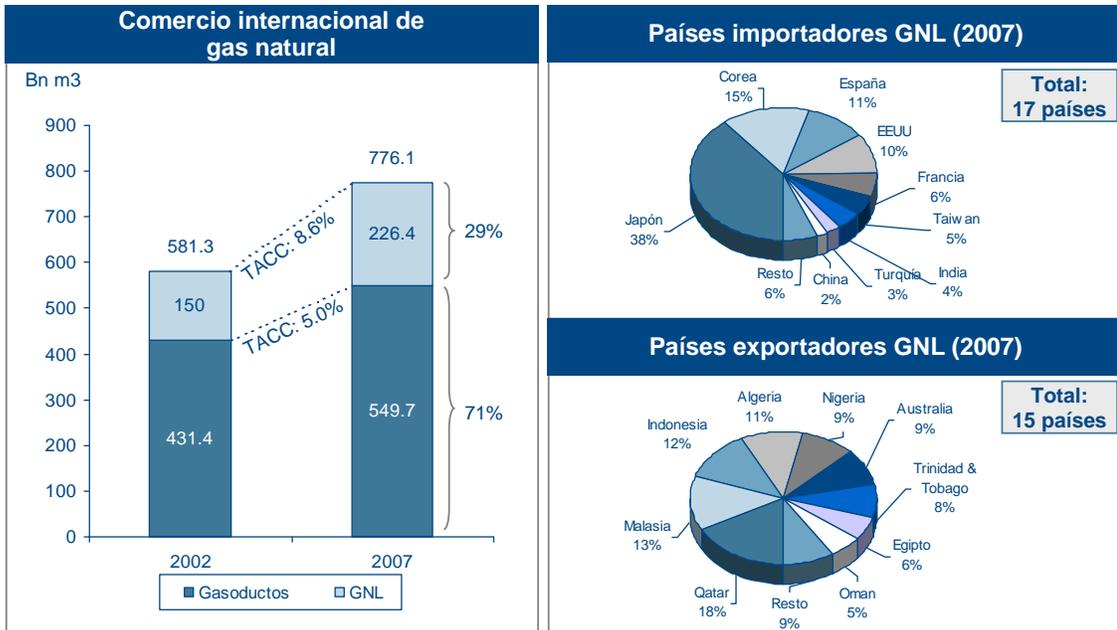
De acuerdo a las proyecciones mencionadas anteriormente, ante la ausencia de nuevos descubrimientos el balance estimado en Colombia sería deficitario a partir de 2018 (asumiendo el escenario más probable de demanda).

Por lo tanto, en este escenario será necesario disponer de alguna fuente alternativa que permita cubrir el déficit previsto, para lo cual hemos considerado tres alternativas principales: planta de regasificación, importación de gas natural comprimido e importaciones por encima de lo contratado desde Venezuela.

2.2.2.1. Plantas de regasificación

El transporte de gas natural licuado (GNL) ha adquirido un peso creciente como forma de transporte del gas entre fronteras. En 2007, se estimó que cerca de un 30% del gas total comercializado entre fronteras fue realizado a través de esta modalidad. Existen actualmente 23 terminales de licuefacción repartidas entre 15 países y 57 terminales de regasificación distribuidas entre 17 países.

Importación y exportación de GNL



Fuente: BP Statistics

Si bien Asia Pacífico ha sido y continúa siendo claramente la principal región importadora (particularmente en Japón y Corea), Europa, y más recientemente Norteamérica han adquirido un peso creciente.

Considerando los proyectos previstos para los próximos cinco años, se estima que se mantenga el exceso de capacidad de regasificación que se observa en la actualidad. El aumento de capacidad de regasificación previsto está fuertemente concentrado en Norteamérica (cerca de 200 mil millones de m³/año), seguida de Europa y Asia Pacífico. El incremento previsto en la capacidad de licuefacción se distribuye en forma relativamente equilibrada entre África, Medio Oriente y Asia Pacífico. Si bien en el mediano y largo plazo es esperable que continúe el significativo crecimiento de este mercado, en el corto plazo es altamente probable que la crisis internacional y el alza de costos (que muy probablemente se detenga o revierta debido a la crisis) retrasen la puesta en marcha de varios de los proyectos en cartera.

En el continente americano, Trinidad y Tobago (con cuatro trenes y una capacidad de licuefacción de 14,8 millones de toneladas por año⁵) se destaca claramente como el principal país exportador de GNL, suministrando principalmente a Estados Unidos y algunos países de Europa. Cuenta con un proyecto para un quinto tren, aunque no se

⁵ Una tonelada de gas natural licuado equivale a aproximadamente 77,47 pies cúbicos y 2,19 m³ de gas en estado licuado y a 47.256,7 pies cúbicos y 1.335,9 m³ de gas en estado gaseoso

conoce el plazo previsto para la puesta en marcha del mismo. Adicionalmente se prevé para el segundo semestre de 2010 la entrada en operación de la planta de licuefacción del gas de Camisea, en Perú, con una capacidad prevista de 4,4 millones de toneladas anuales. Por último, existen diversos proyectos en Venezuela asociados al desarrollo del gas costa afuera, aunque como se describirá más adelante, con alta incertidumbre en cuanto a los plazos previstos para su entrada en operación.

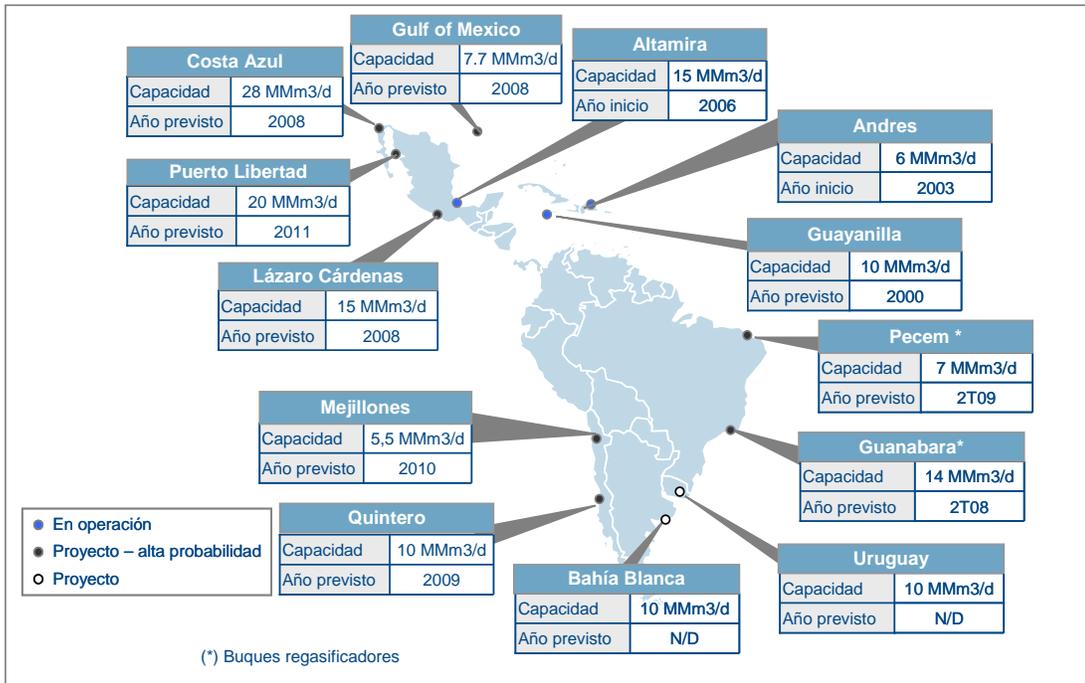
Sin considerar Estados Unidos, la capacidad de regasificación en la región se concentra en tres países (México, República Dominicana y Puerto Rico), con capacidad conjunta de regasificación superior a los 30 MM m³/día. Se identifican adicionalmente ocho proyectos con alta probabilidad de concreción (algunos en ejecución o próximos a entrar en operación) y dos en estudio que adicionarían conjuntamente más de 100 MM m³/d en el próximo lustro. De los proyectos de alta probabilidad de concreción, cuatro se ubican en México, dos en Brasil y dos en Chile. Adicionalmente, Argentina y Uruguay se encuentran evaluando la factibilidad de invertir en una planta regasificadora (Argentina ya ha iniciado importaciones en 2008, en forma transitoria a través del buque regasificador contratado a la firma Excelerate Energy). Un mayor desarrollo de las características generales del mercado y de los proyectos en el mundo y la región puede encontrarse en el anexo de este reporte.

Observando la experiencia más reciente de los países de la región que han incorporado o prevén incorporar en los próximos años capacidad de regasificación, pueden observarse claras diferencias en los motivos detrás de esta decisión y la forma (y actores) a través de los cuales se han promocionado estas iniciativas.

México y Argentina son países con alta penetración del gas en sus matrices energéticas, y una producción local declinante, lo cual ha impulsado al desarrollo de estos proyectos. En el caso de Brasil y Chile, si bien presentan una penetración significativamente inferior, han optado por recurrir a esta alternativa ante la necesidad de diversificar sus fuentes de suministro, altamente concentradas en países vecinos poco confiables (Bolivia en el caso de Brasil, Argentina en el caso de Chile). Finalmente, las dos plantas existentes en Centroamérica responden a una oportunidad identificada para diversificar la canasta energética y reducir la dependencia de importaciones de combustibles (líquidos) de mayor costo.

Aún en casos de países con un mismo motivo detrás de la decisión de recurrir a este tipo de soluciones, el enfoque de promoción muestra significativas diferencias.

Países con proyectos existentes o proyectados de regasificación en Latinoamérica



Fuente: Análisis Arthur D. Little

En el caso de México, el rol adoptado por el gobierno se centró en la definición de unas reglas de juego claras, ante la percepción de un elevado interés por parte de actores privados a invertir dado el atractivo del propio mercado mexicano y la posibilidad de posicionarse también en el mercado de Estados Unidos. Cierta apoyo directo fue otorgado a través del compromiso de contratación en firme de parte del gas por parte de la Comisión Federal de Electricidad (empresa estatal mexicana con participación en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica).

En el caso de Argentina, la iniciativa es impulsada en un 100% por el Gobierno, tanto para la importación transitoria de gas a partir de 2008 como para la eventual construcción de facilidades para la importación permanente. En el primer caso, el impulso se dio a través de un mandato otorgado por parte de ENARSA (la empresa nacional de energía) a la firma YPF para realizar la gestión de la importación (la diferencia entre el precio de importación y el precio controlado en Argentina es subsidiada por el Gobierno). Adicionalmente, es la misma empresa estatal quien se encuentra en etapa de contratación de estudios de viabilidad e ingeniería básica para una planta permanente.

Los casos de Brasil y Chile son similares en el sentido que la iniciativa fue impulsada principalmente por el Gobierno a través de las empresas nacionales de energía (Petrobras y ENAP, respectivamente). En el último caso el rol de ENAP fue particularmente importante en la conformación de un pool de demanda que diera viabilidad al proyecto.

Finalmente, en República Dominicana y Puerto Rico los proyectos fueron impulsados enteramente a través de iniciativas privadas, en particular de empresas de generación eléctrica.

En el caso de Colombia, los aspectos que deben ser abordados en el proceso de toma de decisión de un proyecto de este tipo pueden ser resumidos en la siguiente tabla:

Aspectos a ser analizados para la toma de decisión regasificación en Colombia

Viabilidad económica	<ul style="list-style-type: none"> ■ ¿Tiene sentido económico una planta de GNL en Colombia? Competencia vs. otros energéticos <ul style="list-style-type: none"> – Masa crítica requerida (pool de demanda) ■ ¿Existen los incentivos apropiados para el desarrollo de un proyecto de este tipo?
Marco Regulatorio	<ul style="list-style-type: none"> ■ ¿Existe un marco regulatorio previsto para el desarrollo de este tipo de infraestructuras? <ul style="list-style-type: none"> – Autoridades con responsabilidad en el proceso – Agentes autorizados a promover este tipo de iniciativas – Acceso a infraestructura ■ Enfoque para la promoción: <ul style="list-style-type: none"> – Promoción estatal activa (ej. vía Ecopetrol u otro) – Caso Chileno – Iniciativa de los propios agentes (casos Mexicano, Estados Unidos, Gran Bretaña)
Suministro de GNL	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contratos a largo plazo vs. estrategia de abastecimiento spot ■ ¿Cuenca Atlántico o Pacífico?
Localización	<ul style="list-style-type: none"> ■ ¿Localización en el Atlántico o Pacífico (o ambos)? Ventaja de salida a los dos Océanos ■ Aspectos ambientales, mareas, profundidad de aguas, disponibilidad de puertos
Tecnología	<ul style="list-style-type: none"> ■ Planta on-shore vs. planta off-shore ■ Tecnología fija vs. flotante
Cronograma	<ul style="list-style-type: none"> ■ Momento crítico para el inicio del proceso

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Si bien un análisis detallado de estos aspectos requiere de un estudio específico⁶, a continuación se desarrollan una serie de reflexiones al respecto.

Desde el punto de vista económico, la decisión sobre la conveniencia de la introducción de GNL a la matriz colombiana deberá ser evaluada *vis-à-vis* el costo derivado del consumo de energéticos alternativos. Es importante destacar que consideramos viable este tipo de plantas para el abastecimiento de un déficit permanente, mientras que la alternativa de inversión en una planta de este tipo como medida de confiabilidad al sistema parece tener menor sustento económico (para esto consideramos que existen alternativas más económicas y con utilización más eficiente -y localizadas- como las que se describen dentro de las medidas de mitigación).

El déficit estimado en 2020 sin nuevos descubrimientos asciende a entre 200 y 400 GBtu/d (dependiendo de la disponibilidad de gas de Venezuela). En caso de no disponibilidad de gas, los sectores con mayor probabilidad de sustituir parte o la totalidad

⁶ Debido a la gran complejidad que implica la toma de decisión por la variedad de factores que inciden

de este déficit por energéticos alternativos son los sectores de transporte, la industria y térmico. El cuadro que sigue resume las demandas proyectadas para cada uno de estos sectores en dicho año y los precios proyectados para los distintos energéticos que podrían ser utilizados como sustitutos dependiendo del sector⁷.

El precio al que podría estar disponible el gas importado en Colombia, resultará de la suma del costo de suministro más el costo de regasificación. Con respecto al costo de suministro, existen tres referencias a tener en cuenta, considerando como fuente de origen el gas licuado proveniente de Trinidad y Tobago:

- Costo del productor/vendedor: incluye precio del gas en boca de pozo, más el costo de licuefacción y el costo del flete hasta el mercado colombiano
- Precio net-back para el vendedor: precio del gas en mercado alternativo (Henry Hub) menos el flete para transportar el gas desde Trinidad y Tobago hasta ese mercado, más el flete para transportar el gas hasta el mercado colombiano)
- Costo de sustituto del comprador: precio referenciado al de sustitutos disponibles en Colombia (fuel oil, diesel, carbón)

En base a las tendencias en los mecanismos de formación de precios en el mundo (según se describe en mayor detalle en el anexo), es de esperar que el costo de suministro se ubique en un punto intermedio entre el segundo y tercer mecanismo descritos.

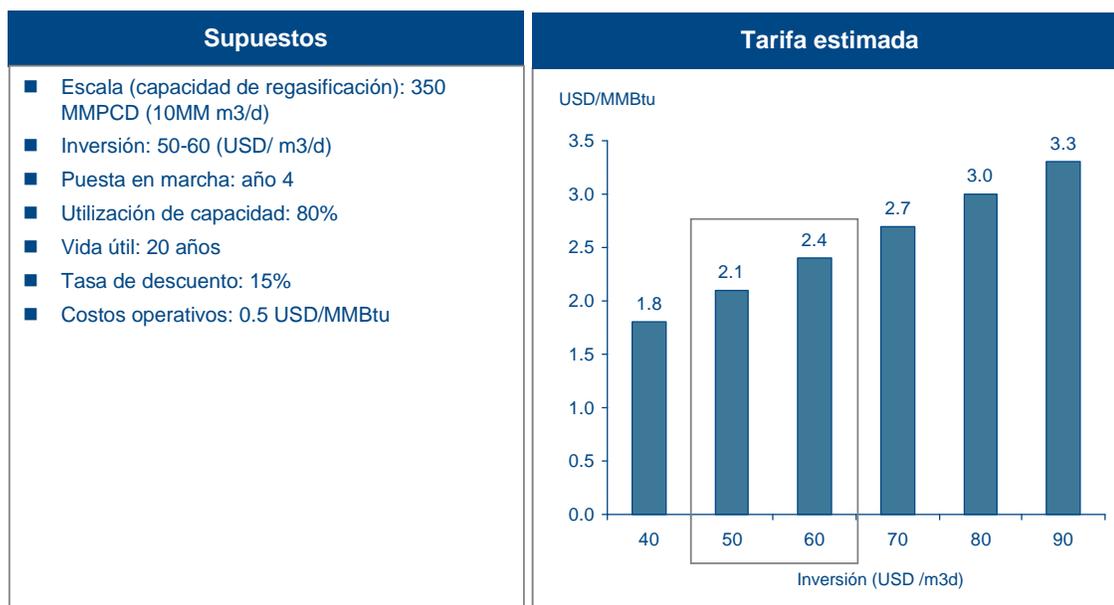
Considerando las estimaciones de precio de la UPME para ese año (referencias WTI: 90USD/bbl, Henry Hub: 5,9 USD/MMBtu), estimamos que el costo podría ubicarse en un rango de ente 6 y 8 USD/MMBtu.

Para estimar el costo de regasificación, se calculó la tarifa que debería percibir el propietario de la planta tal que le permita recuperar el capital invertido con un retorno estimado del 15%. Para esto se asumió una planta con capacidad de regasificación de 350 MMPCD y otros supuestos según se describe a continuación, arrojando un costo de regasificación de entre 2 y 2,5 USD/MMBtu, dependiendo del costo de inversión.

En base a este análisis, se estima que el costo del gas importado en Colombia se ubicaría en un rango de entre 8 y 12 USD/MMBtu.

⁷ Proyecciones de precio suministradas a Arthur D. Little por la UPME, consistentes con precios de WTI de 90USD/bbl (precios constantes) y Henry Hub de 5,9 USD/MMBtu

Costo de regasificación vs. Inversión



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Para evaluar la viabilidad económica de una planta regasificadora es necesario comparar el costo estimado al que llegaría el gas con el precio de los energéticos alternativos. Se consideran a estos efectos los sectores industrial, transporte y térmico (el sector residencial sería el último en sustituir). El cuadro que sigue muestra la demanda proyectada de cada uno de estos sectores, junto con el precio de cada uno de los energéticos⁸ relevantes para el sector.

Para este rango de precio, el carbón (con potencial de ser utilizado por la industria, resulta el único combustible (significativamente) más competitivo. Teniendo en cuenta que la industria representa la mitad de la demanda conjunta de 450GBtu/d de estos tres sectores, la decisión adoptada por este sector será determinante para la viabilidad económica de una planta regasificadora que, tal como se mencionó, requiere de una escala del orden de los 300 GBtu/d (la generación térmica a gas ya instalada se considera con posibilidad de sustituir por Diesel o Fuel Oil según el caso de cada planta – en las proyecciones de demanda no se consideran nuevas planta a gas).

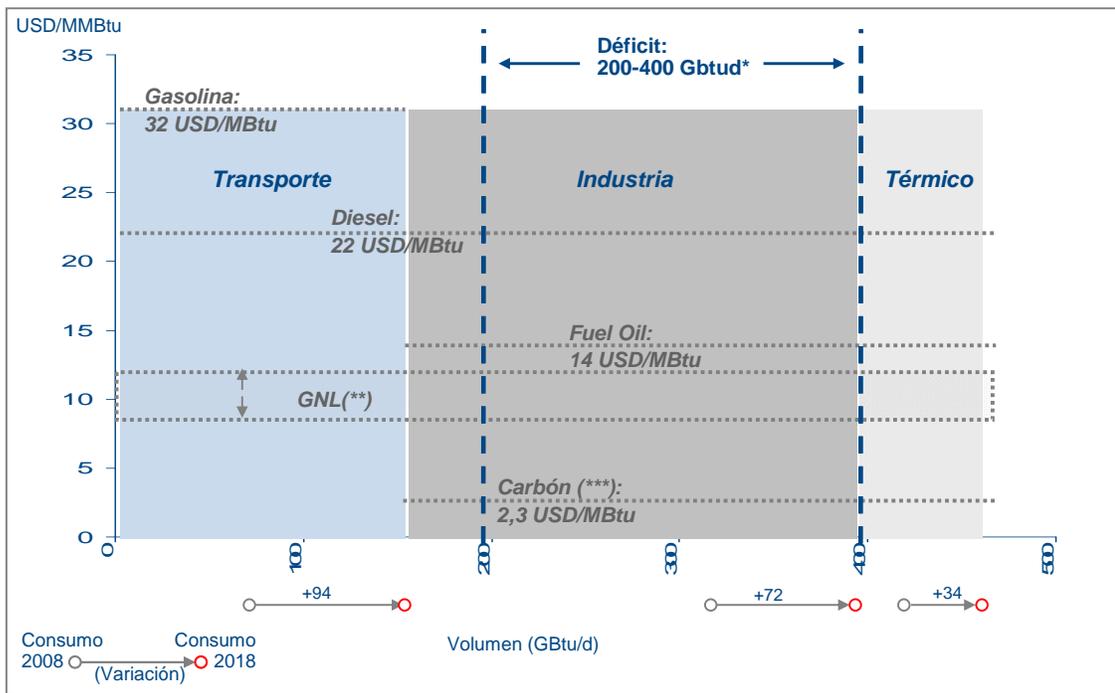
De acuerdo a lo que se observó en años recientes en Colombia, la decisión por parte de la industria no depende exclusivamente de la diferencia en el costo de los energéticos (en el caso de sustitución de combustibles alternativos por gas habría que adicionar el costo

⁸ Según proyecciones de la UPME

requerido de reconversión), sino además de factores como la mayor eficiencia energética, menores costos operacionales y consideraciones ambientales. Esta situación explica que, pese a que el precio del carbón se mantuvo en promedio cercano al 50% del precio del gas en los últimos años, el gas natural continuó ganando participación en la matriz del sector industrial.

Sin embargo, la diferencia entre el precio del carbón mineral y el rango estimado de precios del GNL se incrementa significativamente, generando cierta incertidumbre en cuanto a la decisión a ser adoptada por el sector industrial.

Competencia GNL vs. energéticos alternativos



(*) Dependiendo de disponibilidad de gas de Venezuela

(**) Incluye costo de suministro, flete y tarifa de regasificación

(***) Promedio entre precios para térmicas (Cundinamarca) y exportación (Sta. Marta)

Supuestos

Demanda: Escenario P50 (Naturgas);
Precios: proyecciones UPME

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Al analizar el consumo de la industria por dentro, se observa que el mismo está altamente concentrado (85%) en tres sectores: cemento, vidrio y cerámica (66%), alimentos y bebidas (11%) y papel e imprenta (8%). Los combustibles sólidos (carbón o coque de petróleo) podrían jugar un rol importante en el primero de los sub-sectores industriales, con el fuel oil y diesel como otras alternativas en el resto de los casos (ambos en desventaja frente al rango de precios estimado para el GNL).

En el sector transporte la sustitución se daría por diesel o gasolinas, en cuyo caso el GNL competiría favorablemente. Finalmente, en el sector térmico se estima que cerca de un 40% de las plantas a gas son duales (pueden generar mediante la utilización de

combustibles líquidos) y las proyecciones de demanda no incluyen nuevos proyectos a gas que pudieran optar por tecnologías a carbón. Sin embargo, existe incertidumbre en cuanto a la real capacidad de las plantas térmica de operar con combustibles líquidos, ya que por cuestiones logísticas (ej. capacidad de almacenamiento) y operacionales (posibilidad de generar por largos períodos sin perjuicio sobre la integridad de las instalaciones) esta capacidad podría estar sobreestimada.

En definitiva, parece ser clave el rol del sector industrial para asegurar que una planta regasificadora sea viable desde el punto de vista económico. Suponiendo que los sectores de transporte y térmico estuvieran dispuestos a optar por continuar utilizando gas (lo cual tendría sentido desde el punto de vista económico), se requeriría el aporte de por lo menos la de mitad de la demanda del sector industrial para lograr una escala razonable. Estas conclusiones sugieren que no es evidente desde el punto de vista económico el sentido de una inversión en una planta regasificadora para un país con amplia disponibilidad de energéticos alternativos y resalta la conveniencia de impulsar soluciones de mercado para el abastecimiento energético.

Siguiendo el marco propuesto para analizar la viabilidad de un proyecto de regasificación, existen dos aspectos principales a ser analizados desde el punto de vista regulatorio e institucional.

En primer lugar, es necesario definir un marco regulatorio claro para el desarrollo de iniciativas de inversión de este tipo. El marco regulatorio incluye definición sobre los agentes autorizados a participar en este segmento de negocios, las autoridades con responsabilidad en el proceso de aprobación y el régimen de acceso por parte de terceros.

Como se puede observar en el anexo, los países más activos en la promoción de este tipo de inversiones disponen de un claro proceso de permisos y autorizaciones que va desde la solicitud por parte del agente hasta la autorización final, incluyendo entes gubernamentales involucrados y plazos. Un procedimiento de este tipo debería ser formalizado en el caso de Colombia.

En relación al régimen de acceso a este tipo de infraestructura por parte de terceros (distintos al propietario de la misma), si bien se reconoce en el mundo la conveniencia desde el punto de vista de promoción de la competencia de un esquema de acceso abierto, los países más activos en la promoción de este tipo de proyectos liberalizan selectivamente el requerimiento de acceso abierto en la medida que esto puede incrementar el interés de partes interesadas en participar de estos proyectos. En el caso colombiano, consideramos conveniente un esquema de exención de uso preferente por parte del propietario, mitigando la posibilidad de abusos de posición a través de alguno de los mecanismos típicamente utilizados por los países que han optado por esta alternativa:

- Reservando capacidad (10-15%) requerida para negociaciones a corto plazo de terceros (< 2 años)
- Evitando que un solo jugador tenga mayoría significativa de la capacidad contratada a largo plazo (ej. 2/3 partes)

- Con cláusulas del tipo “use it or leave it”
- Información transparente

Acceso a infraestructura de regasificación – Ventajas y desventajas de distintos esquemas

Objetivo	Acceso abierto	Exención	Comentario
Acceso a financiamiento		+	■ Project Financing facilitado por contratos a largo plazo e integración de negocios
Agilidad total del proceso		+	■ Además de facilitar el acceso a financiamiento, la mayor previsibilidad del negocio incrementa el interés de potenciales inversores
Eficiencia en la utilización	+		■ La ausencia de libre acceso puede implicar subutilizaciones ineficientes de capacidad
Eficiencia en la operación		+	■ Con acceso abierto terminales pueden ser utilizados por múltiples agentes (dificultades en acceso portuario y/o infraestructura aguas abajo, temas ambientales)
Flexibilidad en el suministro (cargamentos spot)	+		■ Acceso abierto facilita el acceso a fuentes de suministro de oportunidad
Contribución a seguridad de abastecimiento	+		■ Mayor flexibilidad en acceso abierto puede contribuir a respuestas más rápidas ante eventos imprevistos

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Un segundo aspecto crucial es la definición del esquema de promoción más favorable para el desarrollo de este tipo de iniciativas. Como se describió anteriormente, los enfoques de promoción utilizados por los distintos países analizados difieren en cuanto al grado de impulso otorgado por el gobierno. Si bien en ningún caso se observó que sea el propio gobierno quien acomete la inversión, muchas veces el impulso viene dado a través de un mandato otorgado a la empresa nacional del país, actuando como agente ejecutor. Este es el caso de Brasil (Petrobras) y Chile (ENAP), donde el rol ejercido por las empresas estatales no necesariamente implica una participación mayoritaria sobre el capital (como el caso de ENAP), pero sí un liderazgo claro, principalmente al inicio del proceso.

En el caso particular de Colombia, ECOPETROL podría ejercer el rol de dinamizador/facilitador de la inversión. Sin embargo, la principal desventaja, en caso de que su participación en el capital del proyecto sea significativa, es que contribuiría a incrementar aún más la concentración en la oferta. Alternativamente podría ser realizado por otros agentes, como podrían ser transportadores, distribuidores y/o generadores termoeléctricos, que además de conformar un pool de demanda, podrían contribuir a diversificar las fuentes de suministro en el país.

Con respecto a la localización y suministro de la planta, existen algunos factores que indican ciertas ventajas a favor de la localización en el Atlántico, específicamente cerca de la Guajira.

Desde el punto de vista del suministro, el mercado de la cuenca del Atlántico ofrece mayor cantidad de alternativas, con puntos bien cercanos como Trinidad y Tobago y Venezuela (en caso de ejecutar las inversiones en licuefacción previstas) y eventualmente

África Occidental. En caso de localizarse en el Pacífico, la única fuente interesante desde el punto de vista logístico sería el gas licuado proveniente de Perú (Camisea). Sin embargo, Colombia deberá en ese caso competir por ese gas con los mercados de la costa oeste de Norteamérica, en fuerte expansión. El resto de las fuentes de la cuenca del Pacífico (por ejemplo, Australia) tienen como destino natural desde el punto de vista económico los grandes centros de consumo del mercado asiático como son Japón, Corea, China e India.

Por otra parte, una ubicación cercana a La Guajira permitiría hacer uso de infraestructura ya existente, con previsible capacidad ociosa al momento de puesta en marcha de una planta regasificadora debido a la declinación esperable de los campos productores de esa región. Adicionalmente, la ubicación en La Guajira permitiría maximizar la utilización de la planta, teniendo en cuenta que a partir de allí se podrían suministrar los dos mercados (Costa e Interior), con un mayor beneficio potencial para todo el mercado. En contraposición, de localizarse en el Pacífico, para lograr una efectividad y alcance equivalente se requeriría la construcción de nueva infraestructura (gasoductos hasta Cali y eventualmente hacia el centro del país)

Con respecto a la tecnología a ser utilizada, en los últimos años han aparecido algunas alternativas que permiten acortar los plazos requeridos para la implementación. En particular, se han desarrollado distintas alternativas de tecnologías de regasificación a bordo ya implementadas (algunas de ellas en la región) o en vías de ser implementadas. En el caso de Brasil, la reconversión (y alquiler por diez años) de dos buques metaneros más la construcción de dos terminales regasificadoras ha llevado un plazo de entre dos y tres años.

En el caso de Argentina, el proceso de contratación de un buque regasificador a la empresa Excelerate más las obras requeridas para la recepción del mismo llevó un plazo menor al año. En este caso la operación se realizó en el puerto de Ing. White, en Bahía Blanca, al sur de la provincia de Buenos Aires, aprovechando las instalaciones existentes pertenecientes al complejo petroquímico Mega. El costo de las obras ascendió a alrededor de 7MMUSD, principalmente para el brazo receptor. El buque fue arrendado por un período de cuatro meses, y el costo de importación del gas promedió los 17 USDU/MMBtu (de los cuales 13 USD/MMBtu correspondieron al valor del gas en el puerto de Bahía Blanca y 4 USD/MMBtu a la incidencia del alquiler del buque⁹).

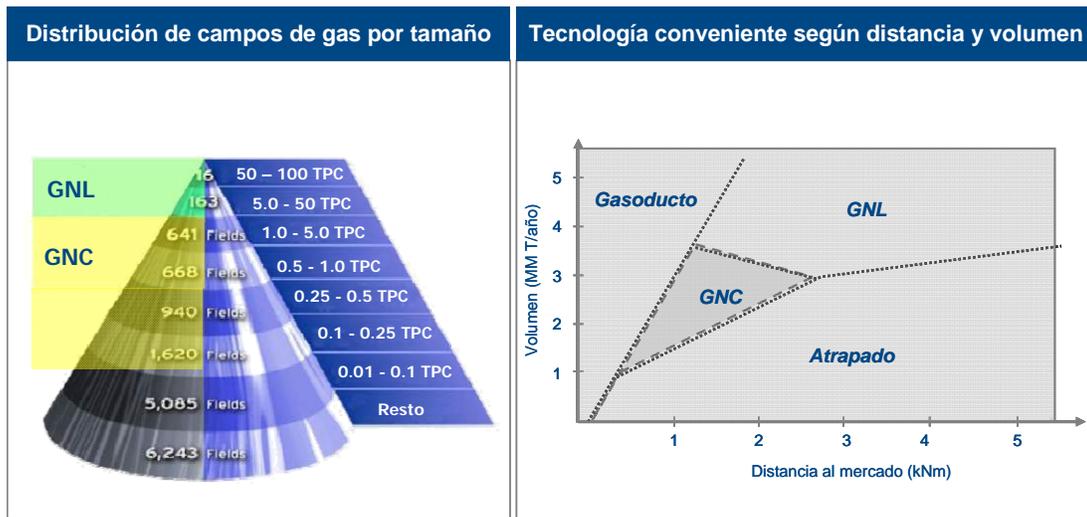
El surgimiento de este tipo de tecnologías permite pensar en soluciones transitorias (por ejemplo, en caso de existir certeza respecto al retraso de algunos de los proyectos más importantes de aumento en la producción), reduciendo la presión sobre los plazos requeridos. En cambio, en caso de visualizarse un escenario de déficit permanente (ante la ausencia de nuevos hallazgos significativos de gas), la solución debería ser una terminal permanente (on-shore u off-shore). En el anexo se presenta un análisis de ventajas y desventajas entre las distintos tipos de tecnologías.

⁹ Fuente: Diario Clarín, Argentina

2.2.2.2. Importación de Gas Natural Comprimido (GNC)

Como alternativa a las tecnologías tradicionales, en los últimos años ha tomado renovado impulso el transporte de GNC por buques o barcasas para la monetización de reservas de pequeña o media escala. Este tipo de tecnologías serían económicamente más atractivas para el transporte de gas para distancias inferiores a las 2.500 millas náuticas, y permitirían la puesta en valor de reservas de tamaño intermedio.

Transporte de GNC



Fuente: HIS Energy Group, CM CNG

Diversos actores avanzan en el desarrollo y homologación de tecnologías de transporte marítimo de GNC, aunque aún no existen operaciones comerciales a la fecha. En particular se identifican seis tecnologías con mayor nivel de avance, que en la mayoría de los casos están basadas en el transporte en buques con tuberías a alta presión.

Principales tecnologías desarrolladas

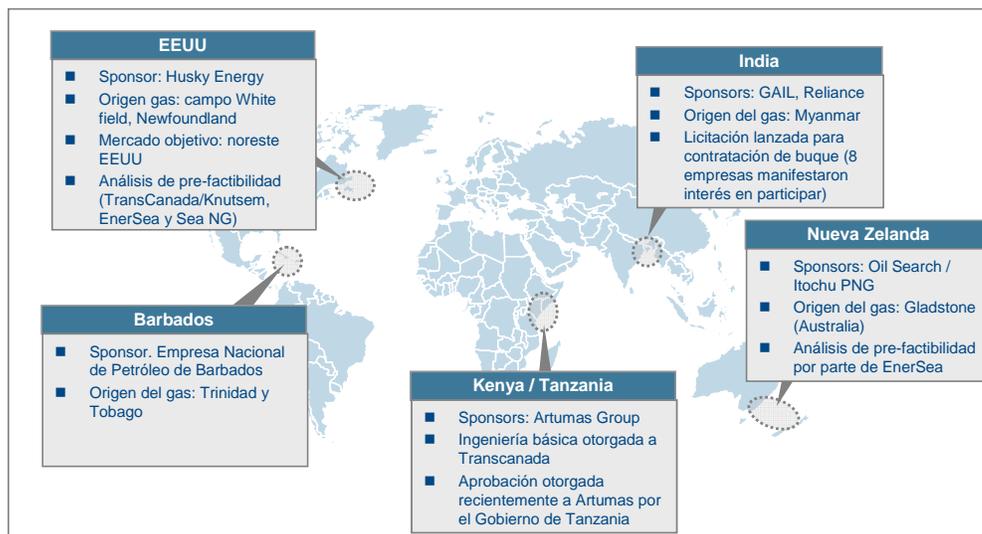
	Empresa	Descripción	Capacidad almacenamiento	Status
Votran	EnerSea Transport LLC	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento en tubos de gran diámetro integrados en estructuras aisladas 	<ul style="list-style-type: none"> Barcaza: 50 MPC Buque: 700-800 MPC 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación inicial de ABS Finalizada la prueba de prototipo
Knutsen	Knutsen	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de almacenamiento en cilindros (250 barg) Puede transportar gas seco y/o gas rico 	<ul style="list-style-type: none"> Gran escala: 1.000 MPC Pequeño: 100 MPC 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación formal para el sistema de contenedores (DNV) Análisis de Seguridad realizado (IMO)
CETech Compressed Energy Technology	JV: Leif Höegh & Co, Statoil y Teekai Shipping	<ul style="list-style-type: none"> Tubos horizontales para el transporte de gas a alta presión 	<ul style="list-style-type: none"> Según diseño: <ul style="list-style-type: none"> Suezmax: 280 MPC Aframax: 1.000 MPC 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación inicial por parte de DNV
Gas Transport Modules	Transcanada	<ul style="list-style-type: none"> Buques (o barcasas) con recipientes de alta presión de compuesto reforzado 	<ul style="list-style-type: none"> Barcaza: 25 MPC Buque: 160, 338, 355 y 693 MPC 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación de ASME Aprobación ABS de barcaza Aprobación inicial de Lloyds
Coselle	SEA NG	<ul style="list-style-type: none"> Almacenamiento de gas a alta presión en serpentina de tubería de pequeño diámetro 	<ul style="list-style-type: none"> 50 a 1.200 MPC 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación inicial de ABS del sistema de tuberías enrolladas (coselle)
TransOcean Gas	TransOcean Gas	<ul style="list-style-type: none"> Buques con recipientes a presión de fibra plástica reforzada (pueden ser utilizados en buques existentes reacondicionados) 	<ul style="list-style-type: none"> Según diseño: 50, 250, 325 y 450 MPC 	<ul style="list-style-type: none"> Aprobación inicial de ABS para recipientes a presión

ABS: American Bureau of Shipping ASME: American Society of mechanical Engineers
 DNV: Det norske Veritas (Austria)

Fuente: EnerSea, Wood Mackenzie, DNV, Transcanada

Actualmente se identifican cinco proyectos con relativo grado de avance para el transporte marítimo de GNC. El más concreto es el que analiza transportar gas extraído de Myanmar a India, impulsado por las empresas GAIL y Reliance. Durante 2008 se lanzó el proceso de licitación para la contratación del buque transportador, logrando captar el interés de ocho empresas. Los otros proyectos se encuentran ubicados en Oceanía, África, Centroamérica y Norteamérica.

Principales proyectos para el transporte marítimo de GNC



Fuente: Prensa, Wood Mackenzie

La principal ventaja de esta tecnología en relación al transporte de gas natural licuado radicaría en su menor costo de inversión, como lo demuestra la siguiente tabla:

GNC vs. GNL: Inversión estimada

Costo de inversión necesaria para un proyecto con capacidad de entregar 500 MPCD	GNL		GNC	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
Licuefacción/ Almacenamiento/ muelle	1.500	3.000	-	100
Boya de carga	-	-	15	50
Buque	175	220	200	900
Muelle/ Almacenamiento/ Regasificación	325	500	-	100
Boya de descarga	-	-	15	50
Total	2.000	3.700	230	1.200

Relevante para Colombia:
325-500 MMUSD

Relevante para Colombia:
15-150 MMUSD

Fuente: Wood Mackenzie

La utilización de este tipo de tecnologías podría ser viable en el caso de Colombia para suministros desde Venezuela o Trinidad y Tobago, que se encuentran a distancias que justificarían económicamente el transporte de GNC. Dependiendo de la empresa y el tipo de tecnología seleccionada, el volumen a ser transportado se ubica en un rango de entre 50 MPC (barcaza) hasta 700-800 MPC en el caso de los tanqueros. El transporte desde Perú superaría el umbral económico (por cuestiones de distancia).

Sin embargo, como se mencionó anteriormente aún no existen operaciones comerciales de este tipo de tecnologías, y no se espera la homologación completa de ninguna de ellas hasta antes de 2012, a lo que habría que adicionar entre tres y cuatro años que es el plazo previsto preliminarmente para la construcción de este tipo de buques. En definitiva, sería una alternativa viable para el largo plazo en caso de ausencia de nuevos hallazgos, pero no estaría disponible para atender situaciones de escasez en el corto y medio plazo.

2.2.2.3. Importación de gas de Venezuela

A partir de 2012, el acuerdo con Venezuela (PDVSA) le permitiría a Colombia disponer de 40 MPCD, que se incrementarían a 150 MPCD en 2014. Dado que el gasoducto cuenta con capacidad para transportar hasta 500 MPCD¹⁰, una de las alternativas a explorar sería incrementar por encima de lo contratado el volumen importado desde Venezuela.

Como ya fue mencionado en el primer reporte, existen evidencias de retrasos en los ambiciosos planes de desarrollo del gas no asociado impulsado por PDVSA Gas a través de su Plan Estratégico 2006-2012. El mismo está basado en el desarrollo de cuatro grandes proyectos: el proyecto Rafael Urdaneta (E&P costa afuera) en el área Occidental y los proyectos Delta Caribe (E&P costa afuera), CIGMA (Parque industrial incluyendo LNG) y Mariscal Sucre (E&P costa afuera) en el Oriente.

A continuación se describe el estado de avance de los principales proyectos, recogido a través de entrevistas realizadas con agentes del sector.

Estado de avance proyectos de gas de Venezuela

Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA)	<ul style="list-style-type: none">■ El plan original preveía la puesta en marcha de la infraestructura de gas para el año 2010■ Dicha fecha ya ha sido reprogramada para 2012■ La EPC para este proyecto aún no fue contratada para plantas de LNG y NGL■ Licitación para construcción de muelles para los buques gaseros se inició hace un año, pero se ha reprogramado 4 veces■ En septiembre de 2008 el proceso fue declarado desierto al presentarse un solo consorcio■ Se espera que la construcción de este muelle dure al menos 3 años
Proyecto Rafael Urdaneta	<ul style="list-style-type: none">■ La mayoría de los bloques fueron cedidos recientemente a Gazprom (Rusia), pero no ha habido actividad de levantamiento de sísmica ni actividad exploratoria■ Se estima alta probabilidad de encontrar crudo liviano con gas asociado, siendo este gas el que se orientaría para exportar a Colombia en el mediano plazo■ Petrobrás (Brasil), Chevron (USA), ENI (Italia), Repsol (España) y Teikoku (Japón), tienen participación de exploración en la zona■ Repsol y Teikoku ya explotan con producción temprana unos 30 MMPCD de yacimientos pequeños ubicados en el estado Falcón (La Vela de Coro y Puerto Cumarebo), orientado hacia las refinerías de Paraguaná■ Baja probabilidad de que se puedan producir y transportar 500 MMPCD de gas de estos yacimientos antes del 2015; con gran esfuerzo se podría tener en producción unos 100 a 150 MMPCD para el 2015, y utilizando la infraestructura de transporte existente.■ La conexión de los yacimientos sería para abastecer la refinería y el gas desplazado de este consumo, se orientaría a través de Maracaibo al Sistema Maracaibo – Ballena■ Para poder transportar los 500 MMPCD se requiere ampliación del gasoducto actual■ El gasoducto se extendería hasta la Ciudad de Panamá donde entregaría 200 MMPCD para generación termoeléctrica principalmente (quedarían 300MMPCD para abastecer a Colombia)■ Estado actual del proyecto: estudio de visualización; fecha de operación tentativa: 2015-2016

Continúa en la siguiente página

¹⁰ Capacidad del ducto; se requerirían inversiones en capacidad adicional de compresión

<p>Explotación yacimientos off-shore Plataforma Deltana</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Se concluyó el proyecto de ingeniería del gasoducto marino que llevará el gas a CIGMA, pero no se ha contratado la construcción aun (42" de diámetro y 300 km.) ■ Este gasoducto esta diseñado para llevar el gas a tierra y luego conectarlo con la red de gasoductos del sistema de Oriente ■ Este gasoducto esta más orientado para satisfacer las necesidades de la demanda interna de Venezuela que para alimentar las plantas de exportación de gas ■ Existe un acuerdo político (Trinidad y Venezuela) para procesar la producción temprana del bloque 1 de esta plataforma
<p>Proyecto Mariscal Sucre</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Al noreste de Río Caribe, PDVSA tiene una plataforma explorando y estima que podría producir producción de unos 600 MMPCD de gas rico, que alimentaría a la Isla de Margarita (100 a 150 MMPCD) (Río Caribe y Mejillones) ■ Habría aún que diseñar y construir la red de distribución, siendo el primer cliente la planta termoeléctrica Luisa Cáceres de Arisméndi (capacidad actual 120 MW diesel) y expandirla a 250 MW, que consumiría en un futuro 50 a 70 MMPCD ■ El resto iría hacia Anaco en tierra firme para abastecer el mercado interno. En un futuro se piensa explotar los Yacimientos de Patao y Dragon los cuales alimentarían la Planta de LNG del CIGMA. ■ Proyecto de interconexión de un tubo de gas entre Anaco y Margarita (ingeniería básica esta concluida, falta la de detalle procura y construcción)

Fuente: en base a entrevistas

Además de estos proyectos, para viabilizar la disponibilidad del gas del Oriente, PDVSA debe culminar el proyecto de interconexión entre el Oriente y el Occidente del país (Proyecto ICO). En términos generales, aún con evidentes retrasos en sus planes de inversión, Venezuela podría honrar sus compromisos contractuales, por ejemplo, disminuyendo el gas que actualmente es reinyectado para mantener los niveles de producción en los campos maduros de Occidente. Sin embargo, consideramos improbable la disponibilidad de excedentes por encima de lo contratado para antes de 2015-2016.

2.2.2.4. Conclusiones

En base al análisis realizado, se identifican las siguientes alternativas para hacer frente a los principales riesgos de disponibilidad de gas en los próximos años:

- En el corto plazo la única alternativa para el riesgo de desabastecimiento al interior debido a restricciones en la capacidad de transporte en el tramo Ballena-Barranca sería la sustitución de energéticos
 - Previsiblemente se dará en primer lugar en el sector transporte (abastecido mayormente a través de contratos interrumpibles).
 - Como medida complementaria, recomendamos realizar un análisis profundo que permita conocer con mayor precisión la capacidad real del

sector térmico de responder ante situaciones de escasez mediante la sustitución a líquidos¹¹.

- En el mediano plazo existe, ante el riesgo de retraso en alguno de los proyectos de ampliación de la capacidad de producción, la posibilidad de recurrir a importaciones transitorias a través de soluciones de regasificación a bordo, como las que ya han comenzado a ser utilizadas en algunos países de la región.
- En el largo plazo, de no producirse nuevos hallazgos significativos, el portafolio de alternativas posibles incluye una planta permanente de regasificación (en alguna de sus variantes tecnológicas), la importación de GNC desde Venezuela o Trinidad y Tobago (para este plazo podría estar ya disponible) y/o importaciones excedentes (por encima de lo contratado) desde Venezuela

Alternativas de suministro – Resumen

Alternativa		Plazos requeridos	Ventajas	Desventajas
Regasificación	Planta regasificadora	<ul style="list-style-type: none"> ■ 5-6 años (en base a plazos de construcción requeridos y varias experiencias internacionales analizadas) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tecnología probada ■ Certeza respecto a la disponibilidad de significativos volúmenes de gas 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Irreversibilidad de las inversiones ■ Largos plazos requeridos para implementación ■ Probables dificultades medioambientales
	Buque regasificador	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alquiler buque regasificador: 6-8 meses (ej. Argentina) ■ Solución regasificadora a bordo: 2-3 años (ej. Brasil) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fuerte reducción en los plazos requeridos de implementación (mayor flexibilidad para monitorear avance de prospectos exploratorios) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alto costo de alquiler (e incidencia en el precio final del gas)
Barcaza GNC		<ul style="list-style-type: none"> ■ Entre 2015-2016 <ul style="list-style-type: none"> - No se espera homologación definitiva de tecnología hasta 2012 - Período de construcción: 3 años (barcaza) - 4 años (buque) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Se espera que el costo de inversión (para capacidad equivalente) sea inferior a la de una planta de regasificación 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aún no existen tecnologías 100% aprobadas ni operaciones comerciales, y existe incertidumbre en cuanto a su implementación definitiva
Importaciones desde Venezuela		<ul style="list-style-type: none"> ■ Según contrato: 2012 ■ No existirían excedentes respecto a lo contratado hasta antes de 2015-12016 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Colombia sería un destino natural para monetización de excedentes exportables ■ Alternativa más económica 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alto riesgo de retraso en los proyectos ■ Amenazada por cuestiones políticas

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Desde el punto de vista logístico y económico, la alternativa más favorable es la importación (por encima de lo contratado) desde Venezuela, aunque existen dudas acerca de la ejecución a tiempo de los proyectos que permitirían hacer disponibles los volúmenes de gas requeridos y, aún en caso de concretarse, cierta incertidumbre persistiría ante la posibilidad de riesgos políticos.

¹¹ Actualmente el CNO adelanta un estudio sobre la logística de abastecimiento de combustibles líquidos a las térmicas

Un aspecto crucial del análisis es que cualquiera de las alternativas analizadas para el mediano y largo plazo implicará un incremento en el costo de suministro del gas, con incertidumbre en cuanto al impacto que esto tendrá sobre la demanda. Particularmente crítico será el comportamiento del sector industrial, teniendo en cuenta que actualmente es el principal sector consumidor y que cuenta, a priori, con la alternativa de sustitución más económica por carbón, de amplia disponibilidad en el país.

Esto refuerza el argumento acerca de la necesidad de liberar el precio del gas, permitiendo que la matriz energética se acomode en la mayor medida posible a la situación de escasez real de energéticos que pueda existir. Esto permitirá analizar en forma más gradual el comportamiento de la demanda de dicho sector y su disposición a pagar por el combustible importado.

En caso de existir evidencia acerca de la necesidad de inversión en infraestructura de importación (ya sea para la solución temporaria del buque regasificador, una planta permanente de GNL o la importación de GNC), uno de los aspectos principales a ser definidos es el mecanismo de promoción que el Gobierno decida adoptar.

Consideramos que el mecanismo más acorde con los lineamientos generales de política energética colombiana sería una solución descentralizada, es decir a través de los propios agentes del sector. Bajo este enfoque, se propone que el rol del gobierno sea el de facilitador, eliminando los “vacíos” regulatorios que existen en la actualidad:

- Definición de procedimiento de aprobaciones, roles de distintas autoridades, etc.
- Definición de esquema de acceso a infraestructura
- Definición de condiciones de acceso portuario, y reglas para permitir que un tercero (un importador que podría ser un pool de demanda o un comercializador) pueda importar conectándose a la red mediante negociación bilateral con el transportador para definir el punto de conexión a la red y pagando aguas abajo las tarifas reguladas
- Análisis de conveniencia de un esquema de incentivos fiscales específicos para inversiones de este tipo¹².

En caso de existir clara evidencia de dificultades o retrasos en la toma de decisión por parte de los agentes privados, el rol del gobierno debería ser más activo. Este podría darse a través de un enfoque similar al observado en los casos de Chile o Brasil, es decir, a utilizando a la empresa estatal como brazo ejecutor (imponiendo eventualmente un tope en su participación), o decidiendo realizar las inversiones en forma directa. Por diversas razones, consideramos que la primera alternativa sería la más conveniente.

Como ya fue mencionado anteriormente, se recomienda para poder contar con un diagnóstico acertado, realizar un seguimiento sistematizado de avance de los distintos proyectos de aumento previstos en la oferta (y capacidad de transporte). Este seguimiento

¹² Por ejemplo, a través del régimen de zonas francas especiales

incluye proyectos de infraestructura locales, proyectos de Venezuela y avance de prospectos exploratorios.

El avance de los proyectos de desarrollo locales (por ejemplo, la segunda planta de tratamiento en Cusiana) debería realizarse en el marco del seguimiento de infraestructura desarrollado en el inciso 2.2.3.4 por parte de la UPME. El monitoreo de avance de los principales prospectos exploratorios (por ejemplo el bloque Tayrona) deberá ser responsabilidad de la ANH. Por último, para el seguimiento de los proyectos de gas de PDVSA en Venezuela podría ser importante el apoyo de ECOPETROL como dueño de los derechos del contrato de importación. De esta forma, una visión integrada podría ser presentada en el marco del CACSSE o el MME.

En resumen, del análisis realizado surgen las siguientes recomendaciones principales en relación a la promoción de inversión en infraestructura para garantizar el abastecimiento del mercado colombiano de gas:

- Promover señales de precios que permitan un reacomodamiento de la matriz energética
- Medir y evaluar particularmente el comportamiento de la demanda del sector industrial y su disposición a pagar por gas importado, teniendo en cuenta que el mismo resultará crítico para asegurar una escala requerida para proyectos de este tipo
- Iniciar un seguimiento sistematizado del grado de avance de los proyectos clave: prospectos exploratorios, proyectos de infraestructura de producción y transporte locales y proyectos de Venezuela
- Iniciar acciones para creación de un Marco Regulatorio tanto para proyectos de regasificación como de importación de GNC

2.2.3. Institucionales/Estructura de Mercado

2.2.3.1. Integración vertical

Como se mencionó en el análisis de diagnóstico, una de las dificultades evidenciadas en el mercado colombiano de gas han sido ciertas dificultades para la ejecución a tiempo de ciertos proyectos de inversión en infraestructura de transporte.

Una de las causas señaladas detrás de estas dificultades es la posibilidad de fallas de coordinación ocurridas entre distintos agentes de la cadena originadas en parte en el criterio regulatorio general de desintegración vertical que rige la organización industrial del mercado de gas¹³, situación que se ve potenciada en un contexto de incertidumbre con respecto al horizonte de disponibilidad de fuentes de suministro doméstico.

¹³ El Documento CREG 022 de 2008 “Acceso y expansión de infraestructura de transporte de gas natural”, soporte de la resolución en consulta 028 del mismo año presenta un análisis de la problemática de la

La Resolución CREG 028 de 2008 en consulta propone la integración económica transitoria por 10 años entre distribución y transporte como solución de última instancia para facilitar la expansión sobre infraestructura existente (como estaciones compresoras y loops) en caso que el transportador incumbente y/o demás transportadores no la ejecuten. En dicha resolución, la iniciativa de la expansión proviene de la demanda, al igual que la realización de las convocatorias en caso de que el transportador incumbente no la emprenda directamente con los cargos que ya le han sido aprobados en el período vigente. La Resolución excluye a los productores y productores comercializadores de los mecanismos propuestos para las expansiones sobre infraestructura existente.

Para el caso de expansión de nuevas redes, la propuesta de la CREG deja en cabeza de “el agente”, la realización de una convocatoria pública para viabilizar la construcción del nuevo gasoducto. Las reglas de la convocatoria serían fijadas por la CREG en resolución aparte.

La Resolución no precisa a qué tipo de agentes se refiere para que puedan realizar la convocatoria pública y si dentro de estos están los productores y productores comercializadores. Tampoco precisa si dentro de los “agentes” favorecidos pueden estar empresas transportadoras nuevas vinculadas económicamente con la distribución o la producción.

La discusión sobre la potencial flexibilización de las restricciones a la integración vertical se ha originado en las siguientes reflexiones relevantes con relación a las condiciones que enfrenta el mercado colombiano:

- Las restricciones a la integración vertical se justifican como una medida para crear condiciones que promuevan la competencia en segmentos donde es potencialmente factible y viable, de tal forma que los beneficios en reducción de costos originados por esta, sean superiores a los costos originados por las restricciones mismas
- Sin embargo, la competencia mayorista que se esperaba en Colombia es muy precaria, e incierta las posibilidades de su desarrollo en el mediano y largo plazo
- En la práctica las restricciones a la integración vertical de la propiedad entre transporte y distribución aplican para el interior del país pues en la Costa Norte prevalece la integración configurada antes de la expedición de la ley 142 de 1994 y de las reglas de la CREG
- En la Costa Norte no se evidencian dificultades para la expansión del transporte (troncal y regional) y ampliación de cobertura en distribución

La experiencia internacional muestra que las restricciones a la integración económica vertical (entendida como “vinculación económica”), no constituyen un dogma como tal.

integración vertical. En dicho documento la CREG distingue cuatro tipos de desintegración: contable, funcional (un área dentro de la empresa integrada), legal (una empresa diferente con posibilidad de pertenecer a un mismo grupo económico) y de propiedad (no hay vinculación económica – no más del 25% de participación).

Por el contrario, se permite la integración económica con separación de actividades en diferentes empresas. En el caso de fusiones y adquisiciones, se evalúa previamente el impacto sobre el mercado con el fin de evaluar posibles efectos negativos sobre la competencia.

Si bien no creemos que las restricción a la integración económica vertical haya sido la única y principal razón para los problemas anteriormente mencionados (por ejemplo, también puede haber incidido la ausencia de mecanismos al estilo de los propuestos en la Resolución 028 para facilitar la coordinación entre oferta y demanda, o la incertidumbre sobre la concreción de proyectos de explotación de los recursos hidrocarburíferos), consideramos conveniente analizar cierta flexibilización en casos particulares, cuya revisión no tendría un impacto significativo en las reglas generales de funcionamiento del mercado.

En particular, un aspecto que podría facilitar el proceso de toma decisiones de expansión sería permitir la integración entre SRT (Sistema Regional de Transporte) y el Distribuidor en departamentos o regiones que constituyen extremos del Sistema Troncal de Transporte (STT). Ello facilitaría el desarrollo del mercado en la región de influencia, gestionando mejor los riesgos comerciales y optimizando las decisiones en confiabilidad con medidas como parqueo, empaquetamiento u otro tipo de almacenamiento. Lo anterior parece aún más pertinente si se tiene en cuenta que la expansión de la distribución hacia nuevas localidades se da fundamentalmente hacia la periferia con demanda poco densa y con posibilidades remotas de contar con más de un oferente de gas.

Otro aspecto que consideramos podría tener impacto favorable es cierta flexibilización en la condición de “gasoducto dedicado”, de forma tal de prevenir que esta condición se pierda por la eventual conexión de terceros con una demanda poco significativa. Esto facilita la decisión por parte del productor de construir y operar los tubos de conexión (y podría evitar situaciones como la caso gas de Gibraltar).

La flexibilización de venta del gas en “nodos hub” podría contribuir a facilitar la negociación entre productores/comercializadores y transportadores para ampliaciones de tramos especiales hasta nodos de indiferencia para ciertos mercados (ej. el tramo Cusiana – La Belleza permite colocar gas para cualquiera de los mercados; el tramo Ballena – Barranca igualmente permite colocar el gas de la Costa en un nodo por donde debe pasar todo el gas del interior).

Es decir, conviene abrir la opción a que el productor comercializador también tenga iniciativa para impulsar el proceso de expansión, ya sea en gasoductos nuevos, existentes o ambos (cuando un nuevo campo requiere llegar hasta el SNT y a partir de ahí se requiere ampliación para llegar a los mercados potenciales).

Lo anterior es importante, por cuanto se pueden presentar situaciones en las cuales la solución de transporte es compleja debido a que el gas puede abastecer mercados en competencia, que implican rutas diferentes y aún opuestas, donde el costo de transporte es difícil de estimar para la demanda y por consiguiente, un proceso de venta del gas en boca de pozo sin conocer la solución de transporte resulta incierto e incierta la viabilidad de desarrollo de un campo potencial.

Una alternativa regulatoria de carácter general, es que se deje abierta la opción para que un productor comercializador solicite a la CREG una exclusión a la aplicación de las normas de integración y/o de tratamiento de determinado tramo como gasoducto dedicado, con base en una exposición de motivos donde se soporten las razones que justifican el tratamiento solicitado y aquellas por las cuales se considera que no se afectan las condiciones del mercado.

En resumen, teniendo en cuenta las características del mercado colombiano de gas (competencia limitada e incierto desarrollo de la misma en el largo plazo) recomendamos revisar en forma selectiva la posibilidad de flexibilizar ciertos aspectos mencionados más arriba, sin implicar esto un cambio significativo en las reglas de mercado.

2.2.3.2. Propuestas de mejora de Coordinación Gas - Electricidad (CGE)

a. Definición y Alcance

La interacción entre los sectores de gas natural y eléctrico se ha vuelto más estrecha en muchos países debido a la mayor participación de la generación de energía con base en este combustible¹⁴.

Dicha interacción tiene en cada país sus propias especificidades e implicaciones dependiendo de la robustez del sector de gas natural, de las posibilidades de usar sustitutos, del perfil de carga de la generación eléctrica a gas, del grado de dependencia de importaciones, etc. Incluso, la problemática relacionada con una deficiente comunicación entre el operador centralizado del sistema eléctrico y los agentes de gas y la falta de entendimiento de la naturaleza de la operación por parte de un sector respecto al otro, son comunes en varios países.

En esta dirección, la IEA identifica cuatro elementos que atan la confiabilidad del suministro de gas a la del sector eléctrico:

- **Capacidad de sustituir combustible.-** Este se considera un aspecto central que contribuye a la confiabilidad. Sin embargo se observa que las turbinas y plantas a ciclo combinado requieren de combustibles líquidos más limpios los cuales son más costosos que el Fuel Oil.
- **Estacionalidad.-** Las características de menor costo de inversión y costo de combustible relativamente más alto hacen que la generación a gas tenga vocación para la generación en picos y en media carga. Si las plantas tienen muy bajo despacho (pocas horas) tienen el incentivo de tener almacenamiento de gas de corto plazo.

¹⁴ Al respecto ver NERC Gas/Electric Interdependency Task Force Status Report, Northeast Power Coordinating Council, NESB, Gas Electric Coordination Task Force Meeting, May 18-19, 2004. Philip A. Fedora Director, Market Reliability Interface

- **Volatilidad del precio.-** Se señala que en mercados abiertos de gas de países de la OECD los precios del gas pueden superar los del Diesel y que la sustitución de combustible en el sector industrial y termoeléctrico es posible sobre una base de corto plazo. Pero la demanda eléctrica juega un rol más importante que la industria que está principalmente en la base, en la medida que la generación a gas y con derivados del petróleo se despacha en el margen. De tal manera que en mercados competitivos, la electricidad está en el centro de la competencia entre combustibles y en el mecanismo de precios del gas.
- **Naturaleza de la interacción entre gas y electricidad.-** Se anota que la confiabilidad de los dos sectores es distinta. Mientras el suministro eléctrico requiere del balance instantáneo de la generación y la carga, el suministro de gas cuenta con mayor flexibilidad y tiempos de respuesta diferentes.

Un enfoque adoptado, ajustado al caso de cada país, es mitigar los diferentes riesgos que amenazan el suministro de gas como la diversificación de fuentes (cuando se depende mucho de importaciones se busca contar con diferentes suministradores), contratos de largo plazo para suministro y transporte, flexibilidad en terminales de regasificación, almacenamiento y combustibles alternos para sustitución en el corto plazo.

En el caso del Reino Unido, se considera relevante la capacidad de sustitución que tienen las plantas a gas. Sin embargo, se considera que la mayor parte del resto del mercado no está expuesta al mercado spot por lo cual el incentivo a sustituir gas por otros combustibles no es fuerte en estos sectores. En buena medida, la operación de ambos sectores se deja a las señales del mercado. Se ejerce un monitoreo de mediano plazo por parte del gobierno a través de un comité. Adicionalmente, se cuenta con un plan de respuesta para situaciones de emergencia que afectan a ambos sectores.

En Colombia, el importante grado de interacción entre gas y electricidad ha conducido a la necesidad de buscar mecanismos apropiados para facilitarla, buscando minimizar los riesgos sobre la confiabilidad del suministro de un sector por decisiones y eventos del otro.

En varias de las reuniones y talleres efectuados ha surgido las preguntas “qué se entiende por coordinación gas electricidad”, “para qué se requiere”, “cuál debe ser su alcance”, “qué se requiere para una efectiva coordinación”. Aunque estas preguntas pueden parecer triviales, resultan de la mayor importancia con el fin de analizar en qué medida se da actualmente una coordinación entre ambos sectores y hasta dónde hace falta instrumentar y/o ajustar los mecanismos y cómo deben ser estos. A continuación se busca abordar este tema desde las ópticas conceptual y práctica, en el contexto de ambos sectores.

- **Definición de Coordinación Gas Electricidad.-** Entendemos el concepto de “coordinación gas electricidad” (CGE) como el intercambio de información relevante entre los dos sectores, de aquellas variables que inciden sobre el desempeño del abastecimiento de ambos energéticos, y la correspondiente toma de decisiones operativas en los horizontes de planeamiento definidos.

Los siguientes elementos definen e imprimen a la CGE una naturaleza propia que debe ser tomada en cuenta en la regulación, diseño e implantación de mecanismos:

- El factor determinante de la CGE es el requerimiento de las plantas térmicas a gas en el despacho eléctrico.
- El suministro del gas se hace a través de un sistema interconectado de producción y transporte. Ello implica que la disponibilidad de dicho sistema puede afectar el suministro eléctrico de las plantas a gas.
- Esa interacción se da en tres dimensiones del tiempo operativo:
 - Planeamiento Operativo de Corto Plazo para el día siguiente;
 - Ejecución del despacho eléctrico y día de gas
 - Planeamiento operativo de mediano plazo (de una semana hasta 12 meses).
- La interacción requiere de flujos de información y toma de decisiones en ambos sectores que afectan la oferta y la demanda con el fin de balancear ambos sistemas.
- Existen variables determinantes que afectan la oferta y demanda de gas en los diferentes horizontes del planeamiento operativo:
 - En la oferta de gas se distinguen dos tipos de situaciones: las originadas en eventos imprevistos (atentados, deslizamientos, fallas en la compresión, fallas en los campos, fallas en las plantas de tratamiento del gas) y las que corresponden a programación de mantenimientos en las instalaciones de producción y/o transporte
 - En la demanda la variable determinante es el requerimiento de la generación térmica la cual se puede dar por despacho y redespachos originados en indisponibilidades de otras plantas, generaciones de seguridad, o eventos secos.
- El redespacho eléctrico originado por salidas forzadas de plantas y de líneas implica disponer de otras plantas de generación con determinada oportunidad.
- La coordinación debe tomar en cuenta la regulación económica de ambos sectores y evitar distorsionarla.
- La interacción y coordinación debe responder a una priorización de las decisiones según el contexto operacional que se presente (situaciones normales o de emergencia en el sector eléctrico y/o de gas).
- Se debe tomar en cuenta la posibilidad de generación con sustitutos.
- La coordinación operativa de corto plazo implica la existencia de canales de comunicación en tiempo real para facilitar la toma de decisiones y confirmación de información que pueda parecer inconsistente.

Las diferentes instancias de coordinación y su alcance se pueden ilustrar en forma esquemática en la siguiente gráfica (bajo la denominación de corto plazo se incluyen el

planeamiento operativo para el día siguiente y la ejecución de la operación eléctrica y de gas).

A continuación se analizan las diferentes instancias de coordinación, su alcance, la forma en que se da actualmente, los problemas que se han identificado y las alternativas de solución:

Alcance General Coordinación de Corto y Mediano Plazo



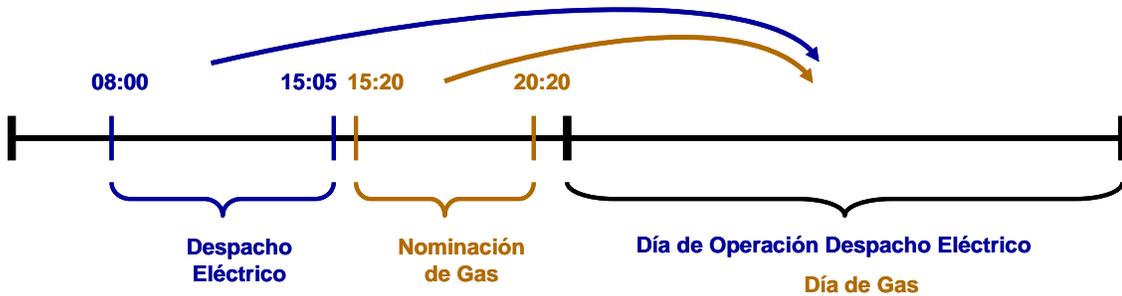
Fuente: Análisis Arthur D. Little

Coordinación del planeamiento operativo de corto plazo para el día siguiente

Tanto los requerimientos de generación eléctrica como de transporte y suministro de gas se planean con un día de anticipación a la operación en tiempo real. Este planeamiento se da a través del despacho eléctrico y de las nominaciones de gas, dentro de determinados tiempos que toman en cuenta como punto de partida las necesidades del sector eléctrico, dadas unas ofertas de precios y cantidades de energía.

El siguiente esquema ilustra el cronograma coordinado de estas actividades reguladas a través del Código de Operación del sector eléctrico y del RUT.

Cronograma de actividades reguladas a través del Código de Operación del Sector Eléctrico y RUT

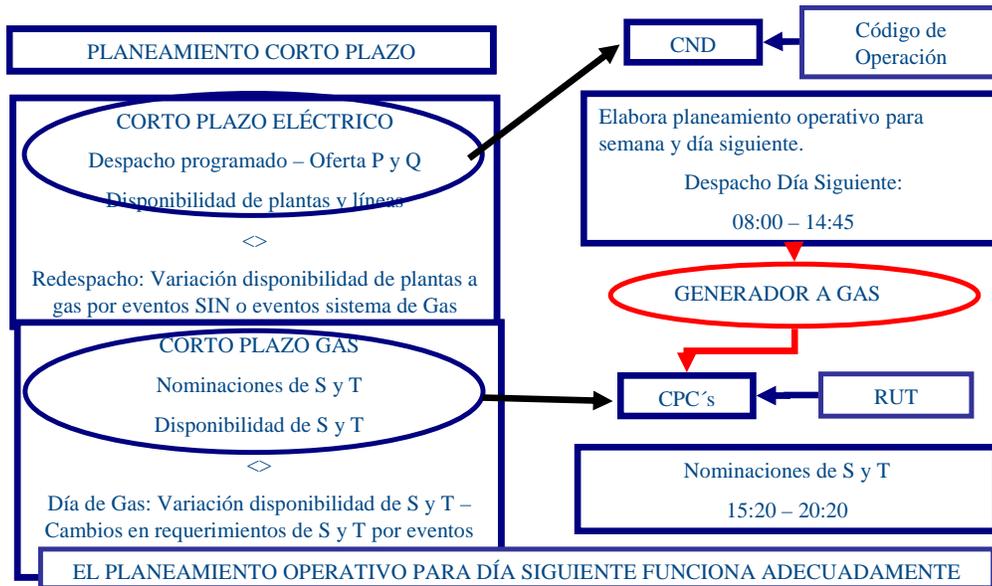


Fuente: Presentación del CND ante el CNO Gas, julio 2004

Bajo este esquema de programación del despacho eléctrico y de nominación del transporte y suministro de gas, el regulador ha predefinido una coordinación entre las actividades de ambos sectores que conduce a que antes de iniciarse la operación real todos los agentes se encuentran dispuestos para operar de acuerdo a la programación finalmente acordada según las reglas de la CREG.

La siguiente gráfica ilustra el alcance del planeamiento operativo para el día siguiente.

Alcance de la coordinación de corto plazo – Planeamiento operación día siguiente



Fuente: Arthur D. Little Análisis

El planeamiento operativo del sector eléctrico para el día siguiente parte del hecho de que es responsabilidad del agente generador el ofrecer cantidades de energía eléctrica que suponen contar con disponibilidad de suministro y transporte del combustible.

En el caso de generadores con Obligaciones de Energía Firme asignadas, el mecanismo de Cargo por Confiabilidad exige contar con contratos en firme de suministro y transporte, los cuales deben tener el respectivo respaldo físico. En consecuencia, si el generador oferta una cantidad de energía menor a la que le permite generar dichos contratos obedece a que sus proveedores de gas y transporte tienen problemas de disponibilidad.

También puede darse la situación en que una planta simplemente asume el riesgo de ofertar la generación con un gas que no dispone en firme. Sin embargo, dado el cronograma de nominación, puede llegar a acuerdos con terceros para obtener el gas y el transporte en el mercado secundario.

En general, de acuerdo con las reuniones sostenidas con los diferentes agentes y partes involucradas, no existen problemas relevantes de coordinación en esta etapa de la operación de ambos sistemas. Es decir, las reglas establecidas en los códigos y reglamentos permiten una coordinación adecuada sin necesidad de contar con un mecanismo especial de coordinación adicional.

La anterior observación incluye también lo referente a restricciones insalvables en el suministro o transporte de gas configuradas previamente a la programación del despacho y del día de gas como puede ser la salida de gasoductos y campos de producción claves¹⁵. En estos casos, las reglas previamente establecidas por el MME en el Decreto 880 de 2007 sobre prioridades de suministro determinan las posibilidades de contar con nominación de transporte y suministro para las plantas térmicas.

El Decreto 880 de 2007 prevé reportes y flujos de información y mecanismos de publicación, para los casos de “Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias” y de “racionamiento programado” que inciden en el planeamiento operativo para el día siguiente del despacho eléctrico y del día de gas. Adicionalmente dispone que el Consejo Nacional de Operación de Gas (CNOG) deba recomendar al MME, para su adopción mediante acto administrativo, los protocolos de procedimiento y de suministro de información que se requieran para asegurar la coordinación eficiente y efectiva de los agentes, los cuales son de obligatorio cumplimiento para todos los Agentes. A la fecha no se cuenta con dicho acto administrativo.

El Decreto 880 no señala un mecanismo de coordinación para facilitar el desarrollo de las acciones previstas.

¹⁵ Este es el caso del Racionamiento Programado de Gas Natural definido por el Decreto 880 como. “Situación de déficit cuya duración sea indeterminable, originada en una limitación técnica identificada, incluyendo la falta de recursos energéticos o una catástrofe natural, que implica que el suministro o transporte de gas natural es insuficiente para atender la demanda.”

Existen aspectos del planeamiento operativo de corto plazo en el sector eléctrico que pueden reforzarse en aras de facilitar una mejor respuesta y coordinación durante la ejecución del despacho, los cuales se encuentran relacionados con la posibilidad de generar con combustibles alternos. Adelante se desarrollan propuestas al respecto.

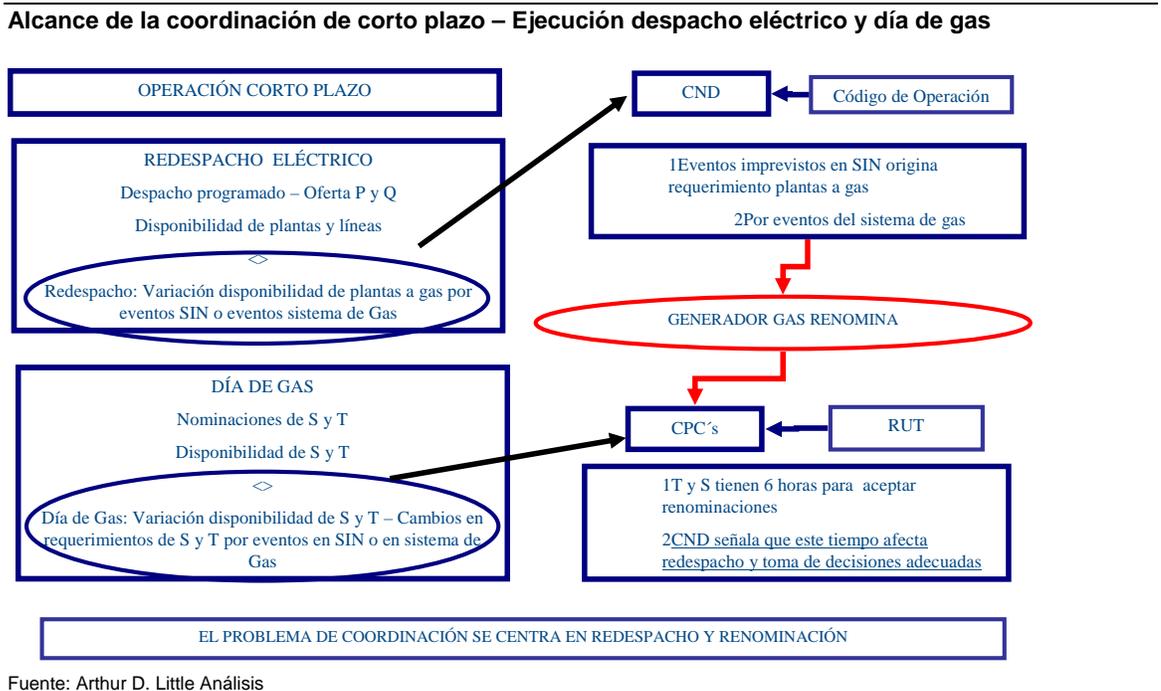
Coordinación de la ejecución del despacho eléctrico y del día de gas

Una vez entra en ejecución el despacho eléctrico y el día de gas (en el cual se ejecutan las nominaciones de transporte y suministro del día anterior), se pueden ocasionar redespachos de plantas de generación y renominaciones de transporte y suministro originados en eventos del Sistema Interconectado Nacional SIN o del sector de gas.

Como eventos típicos del SIN que originan redespachos se encuentra la salida de líneas de transmisión que obligan a generaciones fuera de mérito con plantas térmicas. Como eventos del sector de gas están la indisponibilidad técnica de gasoductos o de campos de producción. Estos eventos son los que dan lugar a las situaciones reglamentadas mediante el Decreto 880 de 2007.

En el primer caso se produce la necesidad de que una planta a gas entre a generar prontamente o que incremente su generación. En el segundo, la planta a gas que se encontraba generando debe ser sustituida por otra o cambiar a un combustible alternativo.

La siguiente gráfica ilustra el alcance de este tipo de interrelación.



A continuación se analizan ambas situaciones.

- Coordinación de redespacho ocasionado por eventos del SIN

Durante la ejecución del despacho eléctrico puede requerirse una térmica a gas que ofertó disponibilidad en el despacho programado pero no salió despachada por orden de mérito.

Existe incertidumbre sobre la posibilidad de respuesta efectiva de la planta en el redespacho debido a que el transportador y/o el productor/comercializador tienen seis horas para aceptar la renominación de gas. Debe tenerse en cuenta que el generador no despachado (y/o el productor/comercializador de gas según el caso) pueden haber colocado en el mercado secundario el gas no utilizado (aunque bajo la modalidad interrumpible).

Suponiendo que el generador a gas que ofertó previamente en el despacho programado cuenta con contratos de suministro y transporte en firme, no deberían existir inconvenientes para que al cabo de las seis horas se produjera el redespacho requerido. Lo contrario implicaría una de dos situaciones: que se hubiese producido un evento de fuerza mayor en el transporte o suministro, o que el agente de gas incumpla al generador.

En cualquier caso, es esencial contar con información confiable y oportuna desde el CND y el agente generador hacia los agentes de gas sobre la necesidad de renominación, y viceversa, para conocer sobre las posibilidades reales de que la renominación se materialice total o parcialmente, dado que una apreciación objetiva por parte del CND de estas posibilidades contribuye a una mejor operación del SIN y a tomar las decisiones que mejor correspondan.

Con el fin de adecuar el redespacho eléctrico al tiempo de respuesta de la renominación, el CNO Eléctrico dispuso mediante Acuerdo que cuando se redespachen plantas a gas y éstas no puedan cumplir en razón a que el transportador de gas se toma las seis horas que regulatoriamente dispone para despachar el gas, la planta estará autorizada a desviarse, y durante este período su disponibilidad será igual a su generación real.

El problema que aquí se plantea está relacionado con las ocasiones en que al final del período establecido de seis horas para aceptar la renominación, la planta térmica redespachada informa que no cuenta con el gas originando así una nueva situación de redespacho que pudo haber sido prevista con anterioridad si se hubiera contado con información sobre la posibilidad real de renominación del transporte y/o suministro.

Lo anterior sugiere que se deben fortalecer y complementar las reglas relacionadas con la disponibilidad, flujo y oportunidad de información relevante para el redespacho.

En este sentido, se puede incluir en la información sobre redespacho la notificación de esa condición por parte del CND al transportador con el cual el generador posee el contrato de transporte y a los comercializadores con los cuales posee contratos de suministro. Adicionalmente, podría establecerse en el RUT la exigencia a los transportadores y comercializadores de realizar una preconfirmación sobre la viabilidad de la renominación antes de una hora de la notificación por parte del remitente.

Otra medida complementaria a las anteriores está relacionada con las plantas que no tienen contratos de gas en firme y sin embargo ofertan disponibilidad de generación para

el día siguiente con base en ese combustible. Es evidente que estas plantas dependen del mercado secundario (o mercado primario si hay capacidad primaria disponible) por lo que su redespacho resulta altamente incierto.

Especial atención merece la situación que se presentaría para plantas de generación con contratos de suministro de firmeza condicionada sujetos a que el precio de Bolsa supere el Precio de Escasez para ser requeridos en el despacho programado. El contrato de suministro firmado por el generador implica que solamente puede ser exigido si el precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, lo cual no necesariamente se da durante el redespacho, por lo cual, si la planta es requerida para generaciones de seguridad es altamente probable que no cuente con el gas. En consecuencia, el margen de maniobra para redespachos puede reducirse en la medida que los generadores a gas procedan a firmar este tipo de contratos.

Una alternativa para no afectar el redespacho es que los contratos de firmeza condicionada también incluyan como causal de interrupción una solicitud de redespacho por parte del CND.

Como se puede observar, este tipo de situaciones que afectan el redespacho están relacionadas con la definición de reglas claras sobre información y decisiones ante los diferentes eventos que se pueden presentar.

Otro tipo de situación está relacionada con el requerimiento simultáneo del servicio de suministro y/o transporte en firme por parte de la demanda en los casos en que el agente productor/comercializador y/o transportador ha comprometido una mayor capacidad en firme a la que técnicamente puede dar sus instalaciones. En estos casos, no se trata de situaciones de emergencia ni de reducciones imprevistas en la capacidad de transporte ni de suministro, sino de un riesgo asumido por el agente de gas (o eventualmente por una violación de la regulación si no está permitido un compromiso en firme superior a la capacidad física).

En el caso anterior, debería corresponder al agente de gas causante de la restricción, el tomar las decisiones del caso (como decidir a qué remitentes incumple o renegocia la reducción en el suministro) y, en el caso de que se trate de una termoeléctrica, avisar en forma inmediata al remitente de tal situación y convenir la acción a seguir. En esta situación el generador debe declarar la disponibilidad de planta consistente con la disponibilidad de suministro.

Lo anterior sugiere que en los contratos de suministro en firme por parte de los generadores termoeléctricos debería estipularse claramente que cuando se ocasionen sobrecostos al generador debido al incumplimiento del contrato en firme, distinto a razones de fuerza mayor, deberán ser asumidas por dicho agente (vg. costos por reconciliación positiva y racionamiento).

- Coordinación de redespacho ocasionado por eventos del sistema de gas

Cuando una planta a gas que ha sido despachada en orden de mérito debe reducir su generación por eventos en el sistema de gas se ocasionan sobrecostos en el sistema eléctrico por generación más costosa que debe redespacharse o por racionamiento en el

caso en que no sea posible contar con generación alternativa (como podría ocurrir durante veranos críticos).

En el caso de redespacho de otras plantas más costosas, estaba previsto que si se originaban sobrecostos para el SIN estos serían asumidos, en primera instancia, por el transportador a gas que solicitó el redespacho, sin perjuicio de que éste los trasladara al Agente que ocasionó la emergencia en el SIN, si a ello hubiere lugar. La Resolución CREG 077 de 2008 (en el aparte que modifica la Resolución 063 de 2000) eliminó esta amenaza de asignación de sobrecostos a transportadores de gas causantes del redespacho por lo que tales sobrecostos se repartirán a prorrata de la demanda. Lo anterior puede incentivar una comunicación más oportuna entre estos agentes y el CND.

De otro lado, la misma resolución (en el aparte modificatorio del RUT), establece que cuando en la producción de gas natural o en el sistema de transporte se presenten eventos durante el día de gas que disminuyan el suministro, el productor/comercializador o el transportador, informarán por escrito al CND cuando se afecte el suministro de gas a plantas termoeléctricas, sobre la ocurrencia del evento y en lo posible la magnitud de la disminución en el suministro o de la capacidad de transporte. Lo anterior debe coadyuvar a una mejor y oportuna disponibilidad de información por parte del CND.

La resolución CREG 048 de 2002 introdujo las definiciones de combustible principal y combustible alternativo, este último (modificado por Resolución CREG 084 de 2005) como aquel que puede usar el generador en forma alterna al combustible principal, en eventos de fuerza mayor, caso fortuito, cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de gas natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, o racionamiento programado en los términos del Decreto 880 de 2007 que establece las prioridades, decisiones y flujos de información.

Como se puede observar, la regulación sobre utilización de combustibles alternos está dirigida a los eventos especiales de restricción en el suministro o transporte de gas pero no incluye el caso de redespachos con incrementos de generación a gas, los cuales, suponen precisamente el caso opuesto, esto es, se cuenta con suministro y transporte. Y esta es la situación que precisamente constituye el problema principal que se manifiesta como falta de coordinación que puede ser solucionado mediante reglas que se proponen adelante.

Finalmente, también está prevista por la Resolución 024 de 2006 la generación termoeléctrica a gas natural en condiciones de racionamiento programado de gas natural.

Coordinación del Planeamiento Operativo de Mediano Plazo

En el mediano plazo pueden darse situaciones que requieren de la definición conjunta de compromisos por parte de agentes y eventualmente, de autoridades, especialmente cuando se identifican riesgos de desabastecimiento que pueden ser mitigados con la reprogramación del mantenimiento de determinado activo de suministro o transporte o mediante medidas alternativas de mitigación. Lo anterior puede ocurrir cuando:

- Plantas hidroeléctricas (u otras) se encuentran programadas para mantenimiento, se requiere de un alto despacho de unidades a gas y se detecta que el suministro

y/o transporte no es suficiente por coincidencia de mantenimientos en los activos asociados.

- Aún estando disponibles las plantas y unidades de generación, un evento seco hace probable un alto requerimiento de unidades a gas y no es posible abastecerlas por programación coincidente de mantenimiento en activos del sistema de gas.

La coordinación requiere información oportuna y confiable de los agentes del sector gas y sector eléctrico y tomar las acciones que resulten más adecuadas para la confiabilidad de ambos sistemas. Para esto es necesario contar con canales de comunicación apropiados entre ambos sectores. En este campo se observa un vacío importante en las previsiones regulatorias del RUT y del Código de Operación del sector eléctrico.

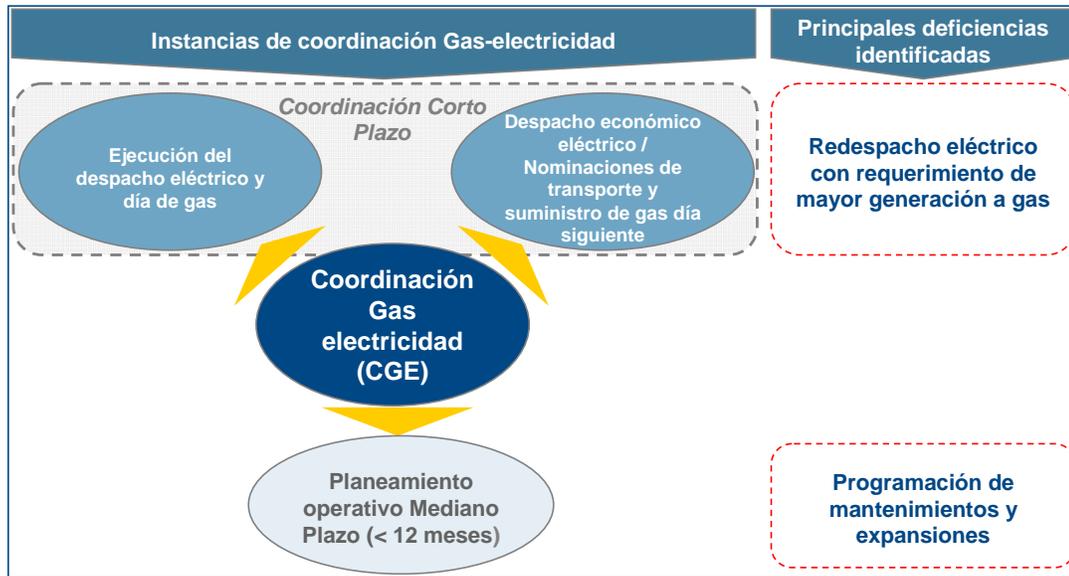
Esta coordinación implica que los agentes de gas informen con una determinada anticipación, y asuman el compromiso de cumplir con dicha programación de disponibilidades y mantenimiento, so pena de penalizaciones que se impondrían.

Para que el esquema de coordinación sea efectivo, los agentes deben tener la obligación de suministrar la información relevante a la persona o entidad encargada y de ser sujeto a penalizaciones en caso de incumplimiento. Ello puede estipularse por la CREG a través de complementos y ajustes al RUT y al Código de Operación, tal como se propone adelante.

Por su parte, la gestión de la información requerida puede implicar contar con la infraestructura necesaria para su revisión, procesamiento, análisis y reporte a las autoridades en caso de incumplimiento e imprecisiones. Adelante se examina este tema con relación al CND.

En síntesis, los principales problemas identificados actualmente en la coordinación gas-electricidad son el redespacho eléctrico en la coordinación de corto plazo y la programación de mantenimientos y ampliaciones en el medio plazo.

Principales fallas en la coordinación gas-electricidad



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Aspectos institucionales y regulatorios relacionados con la interacción entre los dos sectores

El reconocimiento de la necesidad de cierto grado de coordinación gas electricidad se encuentra presente en forma implícita desde la Ley 401 de 1997 cuando al definir la integración del Consejo Nacional de Operación de Gas (CNOG) incluyó entre los integrantes al CND y del lado de la demanda, dos representantes del sector termoeléctrico. Igualmente, dispuso que el CNOG deba desarrollar sus actividades en coordinación con las empresas productoras y distribuidoras de gas natural y con el Centro Nacional de Despacho Eléctrico¹⁶.

De otro lado, la Ley 401 señaló dentro de los criterios para fijar las prioridades de suministro de gas ante restricciones insalvables en la oferta, “... *los efectos sobre la población, las necesidades de generación eléctrica, los contratos debidamente perfeccionados, así como todos aquellos criterios que permitan una solución equilibrada de las necesidades de consumo en la región o regiones afectadas.*”¹⁷

La Ley 401 creó el Centro de Coordinación de Transporte de Gas Natural, CTG, como una unidad funcionalmente independiente dentro de la estructura de Ecogas. Entre sus funciones se fijaban la planeación, supervisión y coordinación del transporte a través del Sistema Nacional de Transporte (SNT), procesar las nominaciones, asignar la capacidad

¹⁶ Ley 401 de 1997, artículo 6°

¹⁷ Ley 401 de 1997, artículo 16°

de transporte a cada uno de los remitentes, según el tipo de servicio contratado y las condiciones operacionales del Sistema y garantizar la seguridad y la confiabilidad del mismo. Para ello, debía usar la información suministrada por los Centros Principales de Control (CPC) de cada transportador y por el CND Eléctrico. El CTG tendría un Director quien además sería el Secretario Técnico del CNOG. De esta forma, el CTG podía contar con una infraestructura de apoyo y sus costos sería cubiertos a través de Ecogás.

El CNOG se creó como cuerpo asesor del CTG con la función de hacer recomendaciones que buscaran que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte fuera segura, confiable y económica.

En este contexto, era claro el enfoque integral de planeación de la operación, coordinada por una entidad centralizada, como forma de asegurar la operación confiable y segura del SNT.

El Decreto 1175 de 1999 suprimió el CTG como dependencia de ECOGAS y dispuso que el CNOG "*cumplirá las funciones de asesoría en la forma como lo establezca el Reglamento Único de Transporte de que trata dicha Ley*", partiendo del supuesto no explícito en la norma de que la operación integrada coordinado por un ente no era necesaria. Por su parte, el CNOG tendría un redireccionamiento hacia las funciones asesoras que determinara la CREG en el RUT, en todo caso, preservando la función central que le asignó la Ley "*...buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica*" que seguía vigente.

En desarrollo del Decreto 1175, la CREG le fijó al CNO funciones orientadas principalmente a dar recomendaciones sobre modificaciones al RUT. No incluyó ninguna función relacionada con el asesoramiento a las autoridades o al CND sobre medidas en el planeamiento operativo para asegurar el abastecimiento.

Por su parte, posterior a la expedición del RUT, el Decreto 2225 de 2000 reglamentó el CNOG y confirmó que sus funciones eran las fijadas en la Ley 401 de 1997 y en el RUT. También dispuso que la Secretaría Técnica del CNOG y su financiamiento fueran establecidos en su estatuto interno de funcionamiento.

En principio, es de esperar que la conformación del CNOG facilite la coordinación de mediano plazo entre los dos sectores¹⁸.

En efecto, en el seno del CNOG, el CND presenta simulaciones de "Casos del Despacho y Redespacho, para Coordinación Gas Electricidad" y las empresas transportadoras también hacen lo propio para la operación de sus sistemas bajo diferentes escenarios de demanda y disponibilidad del transporte y las prioridades de suministro fijadas por el MME.

Sin embargo, el proceso de toma de decisiones por parte de los agentes, que impone la interacción dinámica entre los dos sectores, trasciende las decisiones de carácter

¹⁸ UPME, Resolución 0137 de 2008. Actualmente cuenta con 16 miembros: el MME quien lo preside, 4 productores, 6 transportadores, 2 distribuidores de gas y dos generadores térmicos y el CND eléctrico. Como invitados permanentes asisten representantes de la CREG, UPME, SSPD y CNO Eléctrico

consultivo que tiene el CNOG. La experiencia ha mostrado que decisiones relacionadas con la disposición, programación y desplazamiento de mantenimiento de los activos que afectan la oferta y demanda del combustible, puede requerir de un mecanismo formal a través del cual se tomen decisiones, se plasmen los compromisos adquiridos, deberes, derechos, compensaciones y sanciones por incumplimiento. Dicho mecanismo requiere a su vez del soporte de un sistema de información confiable, completo y oportuno del cual tampoco se dispone. Una alternativa es ampliar el alcance del RUT tal como se expone adelante.

b. Mecanismos de interacción existentes

En la actualidad existen dos mecanismos formales donde se produce una interacción entre gas y electricidad con sus propios objetivos.

CACSSE

El CACSSE es la Comisión Asesora, de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética, instituido y reglamentado por el MME mediante Resolución 8 0658 de 2001. Su creación ha sido motivada en la conveniencia de un estrecho seguimiento de la situación energética cuando se detectan condiciones anómalas cálidas (“El Niño”).

Entre sus funciones están; servir de coordinador entre las diferentes entidades gubernamentales de las acciones a adelantar con el fin de asegurar el cubrimiento de la demanda de la energía eléctrica; efectuar seguimiento permanente a la evolución de las distintas variables requeridas para el adecuado cubrimiento de la demanda de energía eléctrica; proponer acciones con el fin de minimizar las posibilidades de un racionamiento de energía eléctrica; formular planes de contingencia en temas tales como disponibilidad del parque térmico y unidades de generación hidráulicas, niveles de embalses, sustitución y disponibilidad de combustibles; efectuar seguimiento a la evolución de la capacidad de suministro y transporte de gas, su demanda y señales del mercado; hacer seguimiento a la disponibilidad y suministro de los energéticos requeridos para la operación de las plantas térmicas.

La Comisión está integrada por el Viceministro de Minas y Energía quien la preside, ISA, CREG, UPME, Ecopetrol, CNO Eléctrico, el CND, entre otros¹⁹. Debe reunirse al menos una vez al mes.

Como se puede observar, dicha Comisión tiene una función clara de coordinación en la medida que formula planes de contingencia para sustitución de combustibles y hace seguimiento a la disponibilidad de suministro y transporte de gas. Sin embargo, al estar el CACSSE básicamente motivado por la presencia de El Niño, su incidencia en términos de coordinación solamente cobra relevancia en esas circunstancias.

El CACSSE requiere de una revisión de sus integrantes en la medida que Ecogás fue privatizado, Ecopetrol ha cambiado su rol y el CND se escindió de ISA. Adicionalmente, se cuenta con el mecanismo de Cargo por Confiabilidad que le ha dado al SIN un nivel de confiabilidad mucho mayor al obtenido con el anterior Cargo por Capacidad.

El CACSSE podría también ampliar su objetivo en cuanto a evaluar las condiciones de abastecimiento de los energéticos claves, con un horizonte anual. Esto es aún más relevante si se considera la mayor incidencia de los combustibles líquidos en la generación eléctrica

CNO Gas (CNOG)

¹⁹ Ecogas estaba entre los miembros

Desde la Constitución del CNOG en 2000, ambos sectores han venido avanzando en la praxis de una permanente interacción. Muestra de este proceso son las actas de más de 60 reuniones en las cuales se resalta la presentación frecuente de las situaciones del sector eléctrico y de suministro y transporte de gas, incluida los análisis de la problemática de la coordinación en sí misma y la instrumentación de formatos de recolección de información de oferta y demanda, procesamiento y análisis respectivo. Este organismo ha materializado un avance importante en las relaciones entre los agentes del sector gas y del sector eléctrico incluido XM. El contar con estatutos y con un acuerdo fiduciario firmado por todos los integrantes (14 en total, excluido el MME), con presupuesto y contribución a los costos durante ocho años, demuestra que la iniciativa conjunta de los agentes responde a los incentivos creados.

Este bagaje institucional podría servir de base para dar un paso adicional a la formalización y consolidación de un mecanismo que soporte la coordinación operativa entre los dos sectores. Con el refuerzo regulatorio para la exigencia de requerimientos claros y precisos de información, el CNOG puede consolidarse como un mecanismo eficaz que soporte la actividad de coordinación.

Comité ad hoc de coordinación de corto plazo

En la actualidad existe un comité coordinador ad hoc integrado por el CND, la Dirección Técnica del CNOG, los dos principales productores/comercializadores y los dos principales transportadores.

Este comité se reúne semanalmente (usualmente a través de teleconferencia) con el fin de revisar las proyecciones operativas del sector eléctrico, requerimientos estimados de suministro de gas y programación de mantenimientos que afectan ambos sectores. Con esta información se identifican posibles cuellos de botella en el abastecimiento de gas para atender la demanda eléctrica.

No se cuenta para el efecto con reglas sobre procedimientos y protocolos de información para los objetivos propuestos. En consecuencia, los compromisos son asumidos por cada agente en forma voluntaria y no son de carácter obligatorio. De esta forma, puede ocurrir que una reprogramación de un mantenimiento no se realice sin que ello tenga consecuencia alguna para el agente comprometido.

La preocupación mayor, y actualmente explícita a través de las actas del CNOG, es la conveniencia de formalizar la coordinación ad – hoc de corto plazo entre ambos sectores orientada a crear un mecanismo de interacción permanente, que permita la coordinación de la operación en horizontes de días. Sobre su conformación y funciones existe una propuesta presentada al MME y a la CREG por parte del CNOG.

Dada la experiencia y madurez ya ganada en la interacción de los dos sectores a través de los mecanismos citados (formales y ad hoc), es conveniente que el MME, con el apoyo de la CREG, proceda a establecer mediante decreto el Comité propuesto. Este comité, se fortalecería y apoyaría con otras medidas relacionadas con la gestión de sistemas de información relevante y organizacional que se presentan al final en la sección de propuestas.

Aspectos regulatorios de la interacción operativa gas electricidad – Reglamentos de Operación

La interacción entre los dos sectores también se plasma en diferentes dimensiones de la regulación de cada uno como se exponen a continuación. Antes, se debe mencionar que en el sector eléctrico, el Código de Operación constituye el cuerpo central de normas que regulan la materia de la planeación y ejecución del transporte y despacho eléctrico mientras que en el sector gas es el RUT el que regula las condiciones operativas del Sistema Nacional de Transporte de Gas.

Mientras que el alcance del Código de Operación abarca desde los procesos de generación hasta el transporte y distribución, en el caso del gas el RUT solamente se limita a reglar la operación de los gasoductos. Adicionalmente, mientras que el Código de Operación incluye horizontes de planeamiento operativo de corto plazo (24 horas y redespacho), mediano (5 semanas) y largo plazo (5 años), con programación y claros compromisos en materia de mantenimiento por parte de los agentes, el RUT se limita al corto plazo, dejando un vacío importante en lo relacionado con el planeamiento operativo de más largo plazo, lo cual tiene repercusiones en materia de coordinación²⁰. Esta situación sugiere un posible campo de acción por parte de la CREG sobre el cual se profundiza mas adelante.

Con relación a los aspectos regulatorios, es relevante llamar la atención sobre la disposición de la Ley 142 que señala como función de la CREG “establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.” (Subrayado fuera de texto)

Según la norma citada, la CREG tiene la facultad de establecer un reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas combustible. Aunque la Ley no desarrolló para el gas el alcance de dicho Reglamento como si lo hizo en alguna medida para el sector eléctrico (cuya operación centralizada era evidente), es claro que la CREG tiene facultades para ampliar el alcance de la regulación sin limitarse solamente a los aspectos operacionales de corto plazo de los gasoductos. Por ejemplo, la reglamentación del planeamiento operativo a más largo plazo, los procedimientos para reportar y reprogramar mantenimientos no solamente de los gasoductos sino de las facilidades del productor/comercializador que afectan el suministro.

²⁰ En el campo del mantenimiento de gasoductos, el RUT se limita a enunciar en el numeral 42. como función del CPC “k) Informar a los Remitentes el programa de mantenimiento de su Sistema de Transporte”.

A continuación se amplía respecto a la regulación de cada sector con relación al otro.

- Sector eléctrico con relación al del gas

La regulación del sector eléctrico contempla exigencias relacionadas con el gas natural en las áreas del despacho²¹ y del Cargo por Confiabilidad. En cuanto a lo primero, inciden la oferta de disponibilidad de las plantas a gas (responsabilidad del generador), definición de los eventos que originan indisponibilidad y que se consideran externos a las máquinas, y los horarios del despacho eléctrico que toman en cuenta la interacción con el esquema de nominación de gas,

Adicionalmente, el CNO Eléctrico tiene acuerdos que consideran las características del sector de gas en cuanto al tiempo de respuesta a solicitudes de redespacho.

A diferencia de la generación hidráulica, en la cual se reporta diariamente el nivel de los embalses y para el planeamiento operativo de corto, mediano y largo plazo se toma en cuenta las proyecciones de dichos aportes, en el caso de los combustibles el CND no cuenta con requerimientos de información sobre su disponibilidad ni realiza análisis sobre ello. El CND estima el consumo requerido de combustibles en el planeamiento operativo de mediano y largo plazo e informa de ello a los agentes generadores y en el CNOG. En general, el CND parte del supuesto de que se cuenta con los combustibles dado que es responsabilidad del generador térmico verificar esa condición cuando declara la disponibilidad de su planta y adquiere los compromisos de Cargo por Confiabilidad.

Sin embargo, en la medida que determinado tipo de generación dependa de un combustible que a su vez está expuesto a riesgos de suministro y que dicha generación pueda tener una incidencia importante en la oferta eléctrica, como es el caso del gas natural, es pertinente considerar la conveniencia de incluir en el Código de Operación elementos de análisis, seguimiento y coordinación del estado de la oferta de combustibles.

Si en el caso del sector hidroeléctrico, dada su gran participación en el parque generador, se hace un estrecho seguimiento y supervisión de los aportes hídricos y del nivel de los embalses, también resulta conveniente introducir un tratamiento apropiado para el gas y los combustibles líquidos.

También existen previsiones para la reprogramación de pruebas de termoelectricas cuando el transportador de gas considere que por razones de estabilidad, confiabilidad o seguridad en el Sistema Nacional de Transporte de Gas no se deben iniciar o continuar.

La Resolución 077 de 2008 modificó la Resolución 063 de 2000 eliminando la asignación de costos originados por modificaciones en el programa de generación (reconciliaciones positivas) a los transportadores de gas cuando dichas modificaciones fueran consecuencia de una solicitud por parte de estos. De esta forma, los eventos en producción y transporte durante el día de gas que afecten el nivel de generación térmica a gas y en consecuencia conduzcan a un redespacho, no implicarán costos para los transportadores. Esta

²¹ Al respecto ver presentación “Coordinación Gas – Electricidad Centro Nacional de Despacho de ISA Bogotá D.C., julio 8 de 2004” disponible en www.cnogas.org.co, anexo al Acta 31.

Resolución (que también modifica el RUT), exige que el productor/comercializador o transportador de gas deben informar por escrito al CND de estos eventos.

- Sector del gas con relación al sector eléctrico

Estas normas se encuentran en el RUT y se refieren al proceso de nominación el cual toma en cuenta el tiempo previo requerido para el despacho eléctrico, y a los eventos operacionales en situaciones de emergencia o eventos que disminuyan el suministro de gas a algún remitente. Como ya se anotó, la Resolución 077 de 2008 ordena en estos casos al productor/comercializador o transportador según el caso), informar por escrito al CND cuando se afecte el suministro a termoeléctricas, indicando la magnitud del impacto.

El RUT instituye el Boletín Electrónico de Operaciones (BEO) como mecanismo de información a través del Internet para dar acceso libre en línea y de carácter permanente a los agentes, información operativa sobre el ciclo de nominación, volumen total transportado diariamente por gasoducto, ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo puntos de entrada y salida, capacidad disponible primaria, incluyendo puntos de entrada y salida, solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y puntos de entrada y salida, capacidad contratada y cuentas de Balance

Cada BEO debe permitir el acceso a la información desplegada por los BEO de otros CPC, conformando una red de información nacional. Con el objeto de asegurar la operatividad de este instrumento de información, el CNOG debía estandarizar los protocolos de comunicación, los formatos de captura y en general los procedimientos de administración de la información. Igualmente, se dispone que si el CNOG lo considerara conveniente y factible, la información contenida en todos los BEO pueda centralizarse e integrarse en un BEO único a nivel nacional.

Como se observa, a través de la reglamentación del RUT, existe la facultad de disponer en los BEO, y un BEO de carácter nacional, toda la información que la CREG considere indispensable para la operación segura y confiable del sector gas y también del sector eléctrico. Es entonces esta una alternativa para construir los elementos de coordinación necesarios entre ambos sectores.

Como ya se ha anotado, el RUT no contempla un horizonte de planeamiento operativo más amplio que el corto plazo ni una reglamentación apropiada para los mantenimientos de las instalaciones que afectan la disponibilidad de los gasoductos ni producción.

- Los flujos de información operativa entre los dos sectores

En la actualidad no se cuenta con un sistema formal de intercambio de información sobre la operación de corto plazo de aquellas variables de un sector que inciden sobre el desempeño del otro. Esto implica a su vez que no existe una comunicación efectiva entre las partes involucradas para tomar oportunamente decisiones sobre la operación.

En 2005, la CREG publicó para consulta la Resolución 086 y el documento de soporte 063 *“Información Operativa para la Coordinación entre los Sectores de Energía*

Eléctrica y Gas Natural". En dicho documento se hace referencia a alguna experiencia internacional y se analiza la problemática de "información operativa" para la coordinación de los dos sectores²². Al respecto se señala el Documento 063 de 2005:

"El sector termoeléctrico es uno de los principales consumidores de gas natural en el país. a diferencia de otros sectores de consumo (e.g. industrial y residencial), el consumo de gas natural por parte del sector termoeléctrico está sujeto a variaciones de largo y corto plazo, tales como el despacho eléctrico diario, la disponibilidad de la red de transmisión eléctrica, la disponibilidad del parque de generación y pruebas de disponibilidad, entre otros. Por lo anterior y por la creciente importancia de la generación termoeléctrica a gas para el Sistema Interconectado nacional, es necesaria una buena coordinación operativa, de corto y mediano plazo, entre los sectores de electricidad y gas natural. Esta coordinación requiere, entre otras acciones, buen flujo de información entre los dos sectores."

La CREG identificó tres aspectos principales que dificultan la coordinación: diferencias estructurales en la operación de los dos sectores, diferencias estructurales en la institucionalidad de ambos sectores, e identificación de información y canales de divulgación.

La Resolución 086 de 2005 se centra en el tercer aspecto. La propuesta se basa en definir el tipo de información, frecuencia y flujo de la misma, del CND hacia los productores-comercializadores de gas, los transportadores y el CNOG, y por parte de estos al CND y entre ellos. Entre la información que deben divulgar los agentes del sector gas se propone la siguiente:

- Por parte de los Productores-Comercializadores: plan de mantenimientos y/o trabajos en la infraestructura de producción, para un horizonte de un año, que afecten la capacidad de producción, la entrega de gas o la calidad del producto. El diseño de los formatos se deja al CNOG y al SUI para comentarios.
- Por parte de los Transportadores: a través del BEO deben publicar la capacidad contratada de transporte por tramo de gasoducto y volumen promedio diario entregado el día anterior por tramo de gasoducto, el plan de mantenimientos y/o trabajos en la infraestructura de transporte, para un horizonte de un año, que afecten la capacidad de transporte, modificación a la topología y capacidad de de los gasoductos cada vez que ocurra, cantidad de energía confirmada (MBTU) para generación de energía eléctrica mediante plantas térmicas a gas y cantidades de energía confirmada (MBTU) con destino al mercado secundario, identificando el destinatario y su correspondiente punto de salida.

Adicionalmente se exige la desagregación de las nominaciones entre demanda eléctrica y no eléctrica, y la solicitud de cantidades de gas y capacidad de transporte correspondientes al Mercado Secundario dentro del ciclo de nominación identificando los remitentes reemplazantes, sus respectivas cantidades y los puntos de salida (parte de esta

²² Documento CREG 063 y Resolución en consulta 086 de 2005

propuesta fue retomada en el Decreto 880 de 2007). También se dispone que el CNOG realice un planeamiento operativo de corto plazo (mensual con resolución semanal y horizonte anual) el cual debe publicarse.

El Decreto 880 incluye disposiciones relacionadas con información de contratos, y la adopción por parte del MME de un protocolo de procedimiento y de suministro de información que se requieran para asegurar la coordinación eficiente y efectiva de los agentes cuando se presenten las condiciones señaladas en el Decreto el cual será de obligatorio cumplimiento para todos los Agentes. Adicionalmente, el Decreto 880 incluye en el artículo 11 disposiciones de suministro y publicación de información detallada tanto para las situaciones de Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia, No Transitorias, como para las situaciones de Racionamiento Programado, Estas obligaciones están diferenciadas por tipo de agente, receptor de la información y medio de divulgación.

c. Propuestas para mejorar la Coordinación Gas Electricidad

De acuerdo con el análisis aquí presentado, la solución a una buena coordinación gas-electricidad comprende varias medidas e instrumentos que conjunta y armónicamente buscan coadyuvar por una operación eficiente y segura en cada sector. Estas medidas son de tipo regulatorio e institucional. Varias de estas alternativas ya se han esbozado antes por agentes del sector, aquí se retoman y elaboran bajo un enfoque integral orientado a la coordinación de los dos sectores²³

Medidas regulatorias para la coordinación de corto plazo

- Sector eléctrico

Ampliación de funciones del CND en seguimiento y coordinación de combustibles

Como se expuso antes, es conveniente que el CND fortalezca en su estructura interna un área de seguimiento y coordinación del suministro de gas y combustibles líquidos para la operación eléctrica de corto plazo. Dicha área tendría dos funciones principales:

Gestión de información.- En lo relacionado con gas, se refiere al monitoreo de la información relevante contenida en los BEO y al análisis de su incidencia sobre el despacho y redespacho eléctrico, proponiendo las posibles acciones a seguir para efectos de coordinación con los agentes de gas.

Adicionalmente, se incluiría la información relevante a la coordinación operativa suministrada por el protocolo que se adopte en cumplimiento del Decreto 880 de 2007 y demás información suministrada por el MME recopilada en cumplimiento de otras disposiciones como el Decreto 2687.

²³ Entre las ideas analizadas se han considerado las esbozadas en el documento “Propuestas para promover el crecimiento y la sostenibilidad del gas natural en Colombia”, 2007, presentado a las autoridades por Chevron, Ecopetrol, EEPMP, Gas Natural, EEB, TGI, Transcogas, Isagen y Promigas.

También se haría seguimiento a la disponibilidad de combustibles líquidos en las plantas que cuenten con esta alternativa, ya sea como combustible principal o alternativo del gas.

Coordinación con CPC.- El área del CND mantendría la comunicación directa con los CPC y áreas operativas de los productores/comercializadores.

Precisar información generadores con combustibles para el día siguiente y hacerla pública a los agentes de gas

Se trata de que el CND, haciendo uso de las facultades asignadas por la CREG en la Resolución 048 de 2002 para solicitar y exigir a las plantas con combustible alternativo el suministro de información sobre almacenamiento y disponibilidad, cuente en forma permanente con esta.

Reglamentación de generación por seguridad con combustible alternativo

Se propone que se reglamente la opción de que una planta a gas con combustible principal, cuando no salió despachada por mérito, pueda ser redespachada con combustible alternativo aplicando los mecanismos de reconciliación. Lo anterior es consistente además con la opción dada por la CREG a estas térmicas para contratar el gas con firmeza condicionada (Resolución CREG 095 de 2008).

De esta forma se busca que estas plantas no necesariamente tengan que esperar a que transcurran las seis horas de límite para confirmación de renominación.

Incluir en el planeamiento operativo análisis de contingencia de redespachos por generaciones de seguridad e informar a agentes de gas

Se trata de precisar en el Código de Operación que el planeamiento operativo de corto plazo incluya el análisis de contingencias relacionadas con el redespacho que implique mayor requerimiento de generación con plantas a gas y la utilización de combustibles alternos, con el fin de verificar esta opción cuando la renominación de gas no resulte efectiva.

Igualmente, se debe colocar por parte del CND dicha información a disposición de los generadores térmicos a gas y con combustibles líquidos y los agentes de gas (transportadores y productores/comercializadores).

Precisar flujos y canales de información entre CND, generadores y agentes de gas en el Código de Operación

Se trata de que en el Código de Operación queden precisados los protocolos de comunicación y reporte de información entre CND y agentes de gas para efectos de la coordinación operativa de corto plazo.

- Sector Gas

Establecer en RUT canales y protocolos de información entre CPC de los transportadores, productores y CND

Se trata de que en el RUT queden precisados los protocolos de comunicación y reporte de información entre agentes de gas, el CND y los generadores térmicos, para efectos de la coordinación operativa de corto plazo.

Medidas regulatorias para la coordinación de mediano plazo

- Sector Eléctrico

Formalizar suministro de información relevante de planeamiento operativo en funciones de CND

Consiste en precisar en el Código de Operación la información relevante del planeamiento operativo de mediano plazo (programación de mantenimiento de plantas térmicas a gas, simulaciones del despacho, etc.), protocolo de comunicación, reporte y frecuencia, que debe estar disponible a los agentes de gas que tienen incidencia directa sobre el desempeño del despacho eléctrico.

- Sector Gas

Fijar en el RUT la función de los CPC de análisis y manejo confidencial de la información que les hace disponible el CND para efectos de coordinación

Con el fin de asegurar la correspondiente consistencia entre la información que coloca a disposición el CND a los agentes de gas y las responsabilidades de estos en su utilización y análisis, se propone que en el RUT se establezca como función de los CPC de los transportadores y de los productores/comercializadores la evaluación de dicha información y su tratamiento como información confidencial.

Establecer en el RUT la función de planeamiento operativo de mediano plazo

Se propone que el RUT incluya un capítulo destinado al planeamiento operativo de mediano y largo plazo en el cual se consigne la programación de mantenimiento de la infraestructura de transporte, de plantas de tratamiento de gas o facilidades que afecten la capacidad de producción, con requerimientos de aviso anticipado para las modificaciones que lleguen a requerirse.

En este mismo sentido, con el fin de facilitar la coordinación y precisar responsabilidades, se propone definir en el RUT el BEO del Productor/Comercializador. Este tendría la función de reportar información relevante relacionada con la programación de mantenimientos que afectan el nivel de producción y con los eventos de reducción de la capacidad durante el día de gas. También se reglamentaría la publicación de dicha información con acceso a los demás agentes y al CND.

En caso de que se considere que la CREG no tiene facultad para exigir a los productores/comercializadores el programa de mantenimiento, se sugiere que dicha reglamentación sea expedida por la ANH o el MME, precisando igualmente los protocolos, su publicación en Internet y nivel de publicidad y accesibilidad a terceros.

Revisión y precisión de información relevante a la coordinación gas electricidad y del protocolo de manejo a través de los BEO

Los BEO deben contener la información operativa presentada de acuerdo con los protocolos necesarios para la coordinación operativa. Igualmente, esta precisión es necesaria para efectos de hacer viable las funciones de la SSPD en cuanto al control del cumplimiento de las obligaciones de los agentes en lo que se refiere a suministro de información. De ser definidos por el CNOG, deben contar con el visto bueno del CND el cual será usuario directo de esos instrumentos.

Ampliar alcance de las funciones asesoras CNOG al planeamiento operativo de mediano plazo

Se trata de mantener la propuesta de la Resolución 086 de 2005 para que el CNOG realice un planeamiento operativo de corto plazo (mensual con resolución semanal y horizonte anual) el cual debe publicarse.

Órgano de Coordinación Operativa

Formalización a través de Decreto del Comité de Coordinación

Se propone la creación de un Comité de Coordinación Gas Electricidad mediante decreto con los siguientes elementos estructurales:

Objetivos del Comité:

- Facilitar el acuerdo entre agentes operadores sobre disponibilidad de activos en el mediano plazo
- Facilitar la toma de decisiones de agentes operadores bajo restricciones insalvables reglamentadas por el MME
- Facilitar la toma de decisiones por parte del MME para dirimir conflictos sobre la operación de los activos ante situaciones no previstas

Funciones:

- Analizar escenarios de abastecimiento de gas de acuerdo con proyecciones de demanda
- Evaluar el impacto de mantenimientos y expansiones de activos de gas y eléctricos sobre el abastecimiento de gas y sector eléctrico
- Identificar medidas para mitigación de riesgos que no puedan ser resueltos por reglas preestablecidas del mercado eléctrico o de gas
- Proponer acuerdos bilaterales y/o unilaterales de voluntaria aceptación pero de mandatario cumplimiento una vez aceptados
- Servir de mecanismos de interacción para las decisiones originadas en insalvables restricciones o de emergencia

- Solicitar al MME la reunión extraordinaria del CACSE para dirimir los casos en que no se ha logrado un acuerdo y se encuentra en riesgo la prestación del servicio

Mecanismos de decisión:

- Voluntarios.- Acuerdos firmados por las partes involucradas en los cuales se acepta la reprogramación de la disponibilidad de un activo
- Regulados.- Cuando se concluye que las normas permiten resolver la situación de riesgo (ej. despacho con sustitutos)
- Especiales.- Cuando se requiere acudir a otra instancia para dirimir un conflicto sobre disponibilidad de activos o prioridades de suministro
- Actas.- El Comité debe contar con un acta que recoge principales conclusiones y acuerdos logrados
- Frecuencia de reuniones.- Semanal y extraordinaria cuando alguno de los integrantes permanentes lo solicite
- Secretaría.- Se propone que la Secretaría del COGE sea ejercida por el Director Técnico del CNOG

Integrantes:

El Comité estará conformado por productores de gas (Ecopetrol, CHEVRON y BP), transportadores (TGI y PROMIGÁS) y XM-CND. Se propone que los gastos de funcionamiento sean cubiertos por partes iguales entre el CNO Eléctrico y el CNOG.

- Reformulación del CACSSE:

Se propone adecuar la conformación y reglamentación del CACSSE a las nuevas condiciones de los sectores eléctrico y de gas natural (Cargo por Confiabilidad el cual fortalece confiabilidad del SIN, incremento del rol de la generación con combustibles sustitutos, nuevo rol de ECOPETROL como agente en el sector de hidrocarburos, creación y rol de la ANH, rol de los intercambios internacionales de gas, creación de XM, desarrollo del CNO Gas, potencial creación Comité de Coordinación, estrecho balance entre oferta y demanda de gas, avance hacia un ente gestor de la información del sector gas).

Se sugiere la siguiente conformación:

Miembros de CACSSE - Propuesta

1. Viceministro quien preside	Igual
2. Gerente de ISA o su delegado.	
3. Director Ejecutivo de CREG.	Director CREG o Experto
4. Director de la UPME.	Igual
5. Presidente ECOPETROL o delegado	Igual + Delegado de Chevron
6. Presidente de Ecogás o delegado.	Presidentes de TGI y Promigas o sus delegados
7. Secretario Técnico CNO Gas	Secretario Técnico CNO Gas
8. Gerente del CND	Gerente XM o Director CND
	Secretario Técnico CNO Gas

Fuente: Análisis Arthur D. Little

2.2.3.3. *Agente Centralizador de información*

Como se describió en el diagnóstico realizado, el sector de gas muestra evidencias claras de problemas de fallas de información, lo cual ha repercutido en una desconfianza generalizada en el sector, agravada ante la actual situación de estrechez entre oferta y demanda.

Si bien existen numerosos mecanismos de intercambio de información, los principales problemas identificados en esta materia son:

- Redundancias en la información solicitada por distintos canales
- Ciertas imprecisiones en cuanto a la definición de información solicitada
- Ausencia de información clave (ej. sobre el mercado secundario)
- Solicitudes de información ad-hoc (falta de sistematización)
- Deficiencias en el reporte de la información

En base a este diagnóstico, resulta evidente la necesidad de implementar medidas que logren una mejora efectiva en este tema, para lo cual creemos que es necesaria la creación de un Ente Gestor de Información, cuyo principal **objetivo** deberá ser el de recopilar, consolidar y revisar la información del sector de gas natural solicitada por el MME, la CREG y la UPME para efectos del planeamiento y coordinación del abastecimiento energético.

Las **principales funciones** a ser desempeñadas por este Ente son:

- Recibir la información requerida por el MME, CREG y UPME a los agentes del sector de gas natural.
- Revisar que la información se reciba dentro de los plazos establecidos y corresponda con los protocolos fijados
- Informar de los problemas de envío y reporte a las autoridades
- Procesar la información para producir reportes de acuerdo con las peticiones realizadas por el MME, CREG y UPME
- Disponer de un portal de Internet para colocar a disposición del público la información recibida y procesada
- Consolidar la información de los Boletines Electrónicos Operativos (BEO) del Reglamento Único de Transporte de Gas (RUT)
- Suministrar información al Centro Nacional de Despacho (CND)
- Mantener actualizada la base de datos del sector

Desde hace algún tiempo existe la discusión acerca de la creación de este Ente, incluyendo sus objetivos y funciones, pero uno de los aspectos de mayor discusión ha sido la organización más conveniente para el correcto desempeño del mismo.

Se ha considerado pertinente examinar las siguientes alternativas:

- Alternativa UPME.- Mediante reestructuración a través de Decreto
- Alternativa XM.- Mediante delegación de funciones por parte del MME para el manejo de un sistema de información del sector gas.
- Creación de Ley.- Iniciativa del Gobierno enfocada únicamente a la creación del ente y a la precisión de las facultades regulatorias del MME y de la CREG para instrumentarla.
- Iniciativa Privada.- Mediante delegación de funciones por parte del MME para el manejo de un sistema de información del sector gas.

La Alternativa UPME contempla la creación mediante decreto de una dependencia de alto nivel para la gestión de la información del sector gas natural y la elaboración y actualización del Plan Indicativo. Complementariamente, se crearía el Consejo Asesor de Planeación del Sector Gas como mecanismo consultivo permanente de la UPME para efectos de seguimiento de las actividades de la Unidad.

La ventaja de esta alternativa es que puede implantarse por el MME y la UPME sin necesidad de Ley. Como ente público garantiza imparcialidad y transparencia. Los costos se cubren con presupuesto UPME.

La principal desventaja es que la inestabilidad organizacional (reestructuraciones sucesivas en el MME), posibles cambios de prioridades dentro de la UPME y la rotación de funcionarios pueden poner en riesgo la eficacia de la solución propuesta.

La Alternativa XM parte del supuesto de la viabilidad legal de delegación de funciones para la organización de sistemas de información por parte del MME. Igualmente, se condiciona a que ISA ceda el control de XM mediante un mecanismo de Gobierno Corporativo que cumpla las condiciones de independencia, transparencia y neutralidad que señalen el MME y/o la CREG (como elementos del gobierno corporativo están la conformación de la junta, el nombramiento y remoción de determinados funcionarios, la disposición de información, esquemas de auditorías, etc.).

Para el desarrollo de la función delegada, XM crearía una subgerencia interna. Otra alternativa podría ser crear una filial con el objeto de desarrollar esas funciones.

Esta alternativa tiene como ventaja que permite aprovechar la gran experiencia de XM y posiblemente obtener menores costos frente a la alternativa de crear otra empresa en la cual se podría contar con otros accionistas.

La viabilidad de esta alternativa estaría sujeta a la disposición de ISA a realizar los cambios, aspecto que puede ser indagado y verificado fácilmente a fin de considerar o descartarla.

La dificultad de implementación se encuentra en la forma de cubrir los costos para lo cual, debe profundizarse en el análisis legal sobre la viabilidad de que, por ejemplo, en el cargo de transporte se incluya un componente de costos de información del mercado de gas, como forma de viabilizar la instrumentación del “reglamento de operación para regular el funcionamiento del mercado mayorista de gas” a que hace referencia la Ley 142 de 1994

La alternativa de creación de una entidad mediante nueva ley, instituye la figura de gestor de información operativa y de mercado reglamentado por la CREG, financiado mediante aportes de las empresas del sector de gas y dejando la opción de que pueda ser una entidad de carácter privado.

Tiene como ventaja que elimina cualquier incertidumbre legal que puedan tener otras soluciones de carácter privado que no tengan este respaldo legal claro. Define y precisa el mecanismo de financiamiento dando facultades a la CREG para incluir el costo en la tarifa.

Su principal desventaja se origina en las incertidumbres que se desprenden de un trámite legal de esta naturaleza. Sin embargo, se considera que debe ser evaluada más a fondo por el Gobierno para determinar en qué medida conlleva riesgos que sean difícilmente controlables. Una vez aprobada la ley el camino para su implantación es expedito.

La alternativa basada en la iniciativa privada consiste en que los agentes prestadores del servicio estructuran y organizan por su propia cuenta el ente gestor de la información, bajo esquemas de gobierno corporativo que garanticen transparencia y neutralidad en el manejo de la información. Se aspira a que el MME delegue en dicha entidad la función de “Desarrollar y mantener sistemas adecuados de información relativos a los servicios públicos bajo su competencia, para el uso de las autoridades y del público en general”. Dicha delegación solamente se hace y se mantiene en la medida que se cumpla con

determinadas condiciones de servicio de información, de transparencia, neutralidad e independencia.

Como ventaja se encuentra que podría ser una solución efectiva siempre y cuando se cuente con el compromiso de los agentes (ej. un documento de intención suscrito por todas las empresas) y el respaldo del MME. La materialización misma de esta solución constituiría un importante avance en la autorregulación del mercado. En la medida que se implemente un gobierno corporativo adecuado, no se observan desventajas.

El cubrimiento de los costos lo harían las empresas de servicio que se adhieren a un contrato de largo plazo de cubrimiento de costos de operación de dicha empresa de acuerdo con el procedimiento de costeo y presupuesto que se adopte.

Cualquiera sea la alternativa seleccionada, debe contar con el fortalecimiento de la función de control de la SSPD, facilitado por la precisión de información, roles y concentración de la gestión de información en el entidad que se defina.

Considerando que ya se encuentra avanzando el estudio del Ente por iniciativa privada y que, en la forma en que dicho Ente se estructure y gobierne puede satisfacer las condiciones de independencia, neutralidad y transparencia, se propone que el MME y la CREG respalden decididamente la conformación de la empresa

Para el efecto, el MME y la CREG deben avanzar rápidamente en la definición de las condiciones de gobernabilidad que debe tener el ente, de un borrador de delegación de funciones y de los requerimientos de información, protocolos, etc. que deberá expedir en el momento que se materialice la creación de la entidad

Con el fin de coordinar todas las acciones, tanto de Gobierno como de agentes, se recomienda la creación de un Comité de seguimiento y apoyo a la conformación e instrumentación de la solución propuesta.

Independientemente de la decisión final que se adopte, uno de los aspectos centrales debe ser el poder sancionatorio que debe cumplir el Ente. En particular, el incumplimiento por parte de los agentes en el envío de información y en la precisión de los reportes debe ser sancionado por la autoridad que la exige, de acuerdo con las normas vigentes.

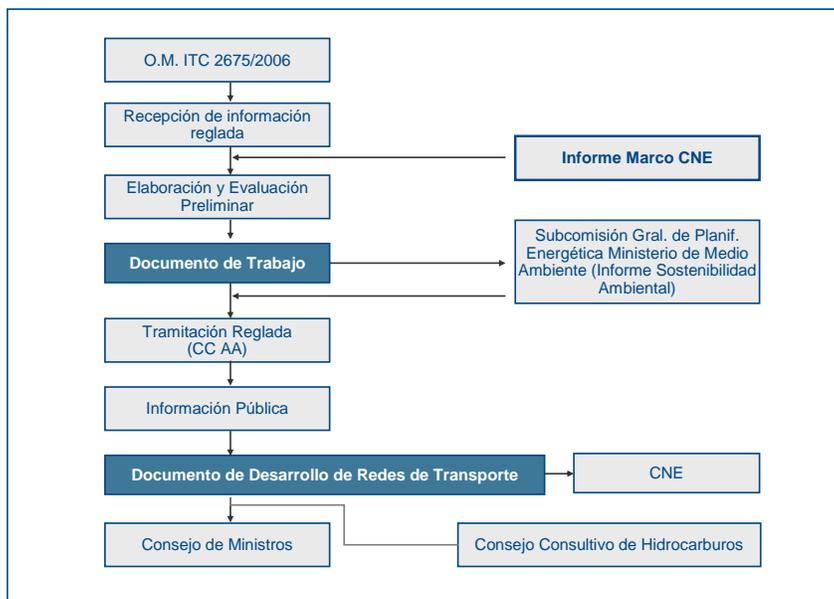
2.2.3.4. Plan Indicativo de Desarrollo de Infraestructura

El mercado colombiano de gas es un mercado descentralizado, abierto a la participación de agentes de la cadena. Sin embargo, consideramos que uno de los aspectos que podría contribuir a orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y los agentes del sector es la realización de un Plan Indicativo de Expansión.

Uno de los casos internacionales más interesantes en esta materia es el de España. Aún luego del proceso de privatización que atravesó el sector, la Subdirección General de Planificación Energética continúa realizando un ejercicio de planificación de infraestructura del sector (el último comprende el período 2008-2016). Este ejercicio es realizado en forma conjunta con un plan de referencia para el sector de energía eléctrica.

La planificación tiene carácter indicativo, salvo en lo referido a gasoductos de la red básica de transporte, a la red de transporte secundario, a la determinación de capacidad de regasificación total de GNL necesario para abastecer el sistema y las instalaciones de almacenamiento básico, con carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía del suministro. En particular, para el reconocimiento de la retribución de estas infraestructuras (vinculantes) es requisito que hayan sido incluidas en la planificación.

Proceso de Planificación



Fuente: CNE

Para la realización de este ejercicio, la información es recabada de los agentes y operadores del sistema a partir de una orden ministerial, por la que se hace efectivo un procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red básica. El ejercicio de planificación es realizado para un plazo de 10 años, y se actualiza cada 5 años.

El documento contiene la siguiente información:

- Proyección de demanda de gas natural
- Criterios de desarrollo de la red y otra infraestructura (margen de oferta sobre la demanda, días de almacenamiento de gas en plantas regasificadoras, etc.)
- Identificación de infraestructura a construir
- Análisis de inversiones y costos de infraestructura de gas

Los análisis son realizados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y CORES (Corporación de Reservas Estratégicas, particularmente en lo referido al almacenamiento)

Asociado a este Plan, la CNE realiza un seguimiento de avance de los proyectos de infraestructura con base en información remitida semestralmente por parte de los agentes. Este seguimiento es documentado en informes semestrales, que recogen las fechas reales/previstas de los principales hitos en la construcción de los proyectos de infraestructura y las compara con el estado de avance al momento de elaboración. Para realizar este seguimiento, la CNE dispone de unas fichas de solicitud de información con formato pre-establecido.

En el caso de Colombia, existe un plan de referencia similar al realizado en España para el sector eléctrico. El Plan de Expansión de referencia es elaborado por la UPME, en colaboración con XM y el CAPT (Comité Asesor de Planeamiento de Transmisión) recogiendo la visión de los agentes y distintas entidades del sector, y sirve como referencia para orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y los agentes.

Un requisito fundamental para la realización de un ejercicio similar para el sector de gas es disponer de información centralizada y confiable del sector. Por lo tanto, esta actividad debería recaer en la UPME²⁴, quien realizaría la planificación en colaboración con los agentes y con el apoyo del Ente Gestor.

Además de las proyecciones de balance oferta-demanda, el Plan de Referencia debería incluir recomendaciones en materia de infraestructura de transporte y suministro, aunque no consideramos que este deba ser vinculante. El objetivo principal del plan sería identificar los proyectos clave, determinar los plazos críticos para la toma de decisiones y realizar un seguimiento de avance que permita disparar las alarmas necesarias para este proceso. Para esto, resulta crítica la remisión de información confiable periódicamente (por ejemplo, con frecuencia semestral) sobre el grado de avance de las infraestructuras para lograr la efectividad de esta medida.

2.2.3.5. Consideraciones sobre contratos de Exploración y Producción

A continuación se procede a examinar en qué medida el modelo de contrato de E&P de hidrocarburos puede afectar y/o facilitar el abastecimiento de gas natural. En particular, se plantea la inquietud respecto a si las condiciones del contrato incentivan que el agente

²⁴ Es importante mencionar que, en el marco del Decreto 2687 de 2008, se solicitó a la UPME la elaboración de un plan indicativo dentro de los seis meses de emitido el mismo, por un plazo de 10 años, y previendo la actualización del mismo a solicitud del MME

retenga indefinidamente gas hallado (retención de reservas sin explotar o con baja capacidad de producción frente al potencial probado o probable), o visto desde otro punto de vista, en qué medida se puede dejar abierta la posibilidad de que se puedan introducir incentivos bajo determinadas condiciones, para que el agente desarrolle las reservas o incremente su capacidad de producción cuando el Gobierno lo considere conveniente dada la relación entre oferta y demanda que se proyecte.

La pertinencia de este análisis surge ante la consideración de que las fallas del mercado de gas colombiano (ej. precios, infraestructura) limitan que este funcione adecuadamente para incentivar que los desarrollos de producción económicamente viables se prioricen.

El modelo de contrato E&P de hidrocarburos de la ANH establece términos de tiempo y condiciones generales para los períodos de exploración y explotación, y para sus prórrogas. Estos términos, a su vez, han sido incorporados por la ANH de acuerdo con las condiciones que se dan en la industria y las condiciones particulares de competitividad de las cuencas colombianas.

La fase de exploración cuenta contractualmente con un programa obligatorio y los compromisos resultan de los procesos competitivos de asignación de áreas que realiza la ANH. Por lo tanto, los plazos de exploración, independientemente del tipo de hidrocarburo, son los que se manejan en la industria y además, tienen asociados compromisos de inversión que no pueden ser modificados al arbitrio de la empresa exploradora.

La empresa tiene un plazo de cuatro meses finalizada la etapa de exploración para informar un descubrimiento. De considerarse que el descubrimiento tiene potencial comercial, la empresa debe acometer un programa de evaluación con un plazo máximo de dos años prorrogable a uno más si se cumplen ciertas condiciones.

Cuando el gas es libre, la prórroga puede ser de dos años a criterio de la ANH, con el propósito de llevar a cabo estudios de factibilidad para la construcción de infraestructura, sobre métodos de producción y/o para el desarrollo de mercados.

En caso de que se descubra gas natural asociado, la empresa debe presentar a la ANH dentro de los tres años siguientes al inicio de la producción de cada campo, un proyecto para su utilización. Si no lo presenta, la ANH podrá disponer gratuitamente del Gas Natural asociado proveniente de tales campos, con sujeción a las disposiciones legales vigentes.

Podría pensarse, que dicho proyecto de utilización del gas asociado contemplara la posibilidad de incluir inversiones para su potencial utilización en el mercado nacional en lugar de ser reinyectado ante determinados eventos que considere el Gobierno, bajo condiciones económicas preestablecidas (por ejemplo, que se reconozca al productor el costo de oportunidad frente a la alternativa de reinyección).

El contratista cuenta con tres meses al final de la etapa de evaluación para declarar la comercialidad del campo. Si la declaración es negativa, el área debe devolverse a la ANH.

Si el campo se declara comercial, el contratista debe entregar un plan de desarrollo el cual incluye un pronóstico de producción anual de hidrocarburos y sus sensibilidades, utilizando la tasa óptima de producción que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas, y la identificación de factores críticos para la ejecución del Plan.

La ANH debe pronunciarse sobre el plan de desarrollo lo cual permite que la explotación de las reservas se encuentre dentro de escenarios de razonabilidad económica.

De otro lado, el contrato prevé que cada año se entregue un programa anual detallado de operaciones, con el pronóstico mensual de producción y anual hasta el final de la vida económica del yacimiento. Este programa es de obligatorio cumplimiento.

El contratista conduce autónomamente las operaciones, pero la ANH y el MME pueden ejercer sus facultades de control y vigilancia.

En general, se concluye que el modelo de contrato E&P de la ANH incluye los incentivos y mecanismos necesarios para que operen los incentivos a una explotación racional y económica de los descubrimientos declarados comerciales sin que se detecten incentivos perversos a retener áreas, pues existen períodos y compromisos de inversión y ejecución claramente definidos.

Adicionalmente, la ANH tiene todas las facultades, a través del mecanismo contractual, para asegurar que la explotación se de de la manera más eficiente para el país.

Por lo tanto, no consideramos que sea necesario introducir modificaciones o nuevas cláusulas a los contratos, teniendo en cuenta además el impacto negativo que esto puede tener sobre los incentivos a invertir en el sector.

2.2.3.6. Intervención en mantenimientos de instalaciones de producción de gas

Continuando con aspectos contractuales de los contratos de exploración y producción relacionados con el abastecimiento, se propone incorporar al Contenido del Programa Anual de Operaciones que se detalla en la cláusula 21.1 del modelo de contrato de E&P de la ANH otro literal que especifique que el contratista debe suministrar el programa de mantenimiento de sus instalaciones de producción de gas natural que afecten el suministro de acuerdo con los requerimientos que establezca la ANH o el MME, el cual será público para los agentes comercializadores, transportadores y Centro Nacional de Despacho del sector eléctrico. El programa de mantenimiento haría parte de las Operaciones de Desarrollo y Producción incluidas en el literal a) de la cláusula 21.1.

Como las Operaciones de Desarrollo y Producción contenidas en el Programa Anual son de obligatorio cumplimiento según el contrato, no pueden ser modificadas sin aprobación de la ANH. Igualmente se agregaría que el productor deberá prestar su colaboración cuando la ANH o el MME así lo exijan con el fin de reprogramar los mantenimientos en caso de emergencias del suministro.

Para los contratos existentes ya firmados por la ANH, ésta debería exigir dicha información en los programas de operación que se presentan anualmente, ya que el listado enumerado en la cláusula 21.1 representa un requerimiento mínimo. Para los

contratos de asociación que existían antes de la ANH, de acuerdo con la reglamentación, la ANH firmó acuerdos sobre los cuales se podría sugerir que la ANH, para su seguimiento, también exija el programa de mantenimientos.

2.2.3.7. Mecanismos de contratación de suministro

La actual coyuntura de estrechez del mercado ha conducido a un debate sobre los mecanismos de contratación que se encontraban regulados hasta 2008 y que se encuentran analizados en el Primer Informe.

La contratación del suministro se encuentra regulada por la CREG dentro de un marco de asignación según prioridades fijadas por el MME mediante el Decreto 2687 de 2008.

El esquema de contratación está conformado por definiciones sobre el tipo de servicio a contratar (servicios de suministro en firme e interrumpible), el tipo de contratos (contrato take or pay, opción de compra de gas, contrato de suministro con firmeza condicionada y modalidad libre para usuarios no regulados) y los mecanismos de venta y compra (negociación bilateral y subastas).

El decreto 2687 y las Resoluciones CREG 075/08 (define los mecanismos de compra para los comercializadores para el mercado regulado) y 095/08 (define los mecanismos de venta de gas por parte de productores/comercializadores según la relación entre oferta y demanda) son de muy reciente expedición y sus resultados se verán en el mediano plazo.

Sin embargo, tanto la expedición del Decreto 2687 como la Resolución 095 han originado incertidumbre en los productores/comercializadores respecto a la declaración de nueva capacidad de producción proyectada y en cuanto a la producción disponible para ofertar en firme una vez concluyan contratos actualmente vigentes. Lo anterior ha conducido a que no se declare la oferta de nuevos proyectos y a que la producción disponible se califique como interrumpible lo cual deja la percepción de considerable restricción en el suministro en firme para los próximos años (Ver Resolución MME 18 1532.de 2008).

La anterior situación constituye una distorsión del mercado que agrava la percepción de escasez y dificulta la contratación del suministro para cubrir la demanda futura. Se requiere en consecuencia una pronta revisión de las señales dadas en las normas citadas.

Según nuestra opinión, el Decreto 2687 y la Resolución 095 buscan dar solución a dos grandes inquietudes con respecto a la situación de asignación de gas:

- Incertidumbre respecto a la disponibilidad, generada por las dificultades para la renovación o asignación de nuevos contratos de suministro en firme
- Falta de transparencia y homogeneidad en el proceso de contratación de gas (que retroalimenta la incertidumbre mencionada en el punto anterior)

El requerimiento de información sobre disponibilidad de gas (para suministro en firme o interrumpible) por un plazo de diez años apunta directamente a mitigar el primer aspecto. Sin embargo, el hecho de que esta información fuera solicitada con carácter vinculante

(en lo referente a la disponibilidad de gas para contratación en firme) tuvo un impacto contraproducente ante la percepción de un alto riesgo comercial por parte de los agentes.

Para abordar la percepción de falta de transparencia y homogeneidad en el proceso de contratación se estableció un mecanismo de subastas, y el requerimiento de definir un contenido mínimo de los contratos que contribuya a la estandarización de los mismos.

La Resolución CREG 095 propone subastas únicas por producto para el gas disponible para ofertar en firme. Sin embargo, debido a que la misma norma prevé que cada productor/comercializador defina sus productos (posiblemente debido a las características propias de cada campo), es de esperar que resulten tantas subastas como campos y agentes existan.

Adicionalmente, existen las condiciones particulares inherentes a cada sector de demanda, lo cual implica definir compensaciones graduadas con relación al nivel de riesgo que se asume por falla en el suministro. Así, una cosa es el nivel de la compensación exigida por el regulador en caso de discontinuidad del servicio para los usuarios regulados, y otra la que requeriría un generador que no puede cumplir con sus compromisos de generación en el despacho eléctrico. También, en la medida que un usuario tenga posibilidad de cubrirse contra interrupciones en el suministro de gas (generación dual, almacenamiento de gas, etc.) sus exigencias en materia de compensaciones varían y consecuentemente el precio a que estaría dispuesto a vender el comercializador.

Lo anterior, abre el interrogante sobre cómo se puede, en una subasta, diseñar un producto homogéneo para todos los grupos de demanda con diferentes perfiles de riesgo

En resumen, consideramos que con respecto a la percepción de falta de transparencia y homogeneidad, que un eventual ajuste a los mecanismos de contratación, debe responder a un intenso proceso interactivo entre las autoridades y la industria.

De otro lado, ante la posibilidad de un déficit futuro de gas natural, deben complementarse las medidas precisando las reglas a que estaría sujeta la comercialización de gas importado (ya sea coyunturalmente mediante buques regasificadores o plantas fijas), ya que las normas expedidas se refieren a la producción de campos con precios libres y precios regulados

Al respecto, el Decreto 2687 definió el Agente Importador como la persona jurídica que importa gas natural, cambiando la definición antes existente en el Decreto 3428 de 2003 en cuanto que era un comercializador o un remitente²⁵ que importa gas al cual en el Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte se le aplican las normas de la CREG.

²⁵ Definición del RUT: REMITENTE: Persona natural o jurídica con la cual un Transportador ha celebrado un Contrato para prestar el Servicio de Transporte de Gas Natural. Puede ser alguno de los siguientes Agentes: un Productor-comercializador, un Comercializador, un Distribuidor, un Almacenador, un Usuario No Regulado o un Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.

Con la nueva definición, se flexibiliza ampliamente el espectro de agentes que pueden importar, sin restringirlo a agentes regulados (comercializador y remitente)

En principio, se podría concluir que la importación de gas está completamente libre y que puede ser asumida por cualquier agente del sector (un generador, un distribuidor comercializador, un industrial, un transportador) o cualquier otro agente no regulado. En el caso del mercado regulado, el precio de importación sería el que se incluiría para efectos tarifarios.

Sin embargo, dicha conclusión no puede dejarse a libre interpretación y requiere de precisión a través de reglas que fije la CREG y/o el MME en lo que a cada uno compete (importaciones al MME y aguas abajo a la CREG).

Por otro lado, también se requiere que el RUT incorpore las normas relacionadas con la conexión del SNT a instalaciones para importación vía marítima (actualmente se precisa el caso de conexión mediante interconexiones internacionales).

Consideramos que se debe dar amplia libertad en la negociación de importaciones tanto para el mercado no regulado como regulado por parte de agentes diferentes a los actuales productores mayoritarios, dada la posición dominante que estos tienen actualmente en el mercado.

En resumen, se propone lo siguiente con relación a los mecanismos de contratación del suministro:

- Revisar, mediante un proceso amplio y proactivo entre autoridades e industria, los resultados obtenidos con la primera declaración de producción disponible para ofertar y la futura aplicación de la Resolución 095/08 y estudiar los ajustes que se consideren más adecuados para incentivar la activación de la contratación
- Complementar la regulación de comercialización en lo referente a importaciones por vía marítima precisando la libertad de importación por parte de todos los agentes y la forma de traslado del precio al usuario regulado.
- Complementar el RUT en lo relacionado con el tratamiento a las conexiones de la infraestructura de importación por vía marítima al SNT.
- Que el MME lidere ante las autoridades portuarias la fijación de normas que faciliten el acceso a los sitios portuarios para la importación de gas natural. Lo anterior incluye la posible revisión de concesiones portuarias actualmente otorgadas.

2.2.4. Viabilidad financiera

2.2.4.1. Revisión metodología de cálculo de tarifas

En base a las entrevistas realizadas con distintos agentes de la cadena, se identificaron algunos aspectos referidos a la metodología de cálculo de las tarifas de transporte que pueden estar generando incertidumbre en el proceso de toma de decisión de los agentes.

Si bien no parece existir clara evidencia de que los aspectos que a continuación se describen sean o hayan sido obstáculo a la expansión a tiempo de la infraestructura (y una revisión exhaustiva de los mismos excede el alcance de este estudio), consideramos que puede ser conveniente una revisión en vistas de eliminar posibles trabas a las expansiones.

Aspectos metodológicos tarifarios a ser revisados

Aspecto	Cuestionamiento	Alternativa
Determinación costos AOM	<ul style="list-style-type: none"> Metodología utilizada (DEA) no captura las particularidades de infraestructuras específicas 	<ul style="list-style-type: none"> Contrastar con medidas alternativas (análisis de regresión, estudios "bottom up", etc o con benchmarkings representativos de la industria que consideren ajustados por complejidad topográficas, climáticas y particularidades para la comparación de métricas
Vida útil normativa	<ul style="list-style-type: none"> Período actual (20 años) puede ser muy extenso para algunas inversiones (ej. Ballena-Barranca) dificultando recupero 	<ul style="list-style-type: none"> Contemplar la posibilidad de períodos más cortos de "vida útil normativa" en ciertos proyectos (ej. vida útil de un campo menor a ese plazo)
Otros	<ul style="list-style-type: none"> Revisión de componentes dolarizados de las tarifas 	<ul style="list-style-type: none"> Se recomienda mantener esquema actual y evitar la creación de incertidumbres críticas que puedan afectar las decisiones de inversión durante los procesos de revisión tarifaria.

Fuente: Arthur D. Little en base a entrevistas con agentes del sector

Uno de los aspectos destacados es el mecanismo utilizado para determinar los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) a remunerar a través de la tarifa. Se argumenta que la metodología utilizada de frontera de eficiencia (DEA) no permite capturar ciertas particularidades de la infraestructura (como condiciones climáticas, topográficas, etc.). Esta metodología puede ser contrastada con algunas otras disponibles (análisis de regresión, estudios "bottom up" –costos de ingeniería-, costos índices de evolución histórica, etc.) o eventualmente con cifras provenientes de estudios de benchmarking representativos de la industria (que generan muchas veces índices de complejidad para comparar las métricas reportadas).

Adicionalmente, estos enfoques alternativos permitirían verificar que la remuneración de AOM esté acorde con la ejecución de mejores prácticas de la industria y el cumplimiento de normas técnicas que se proponen adelante como medidas de mitigación para lograr los niveles de confiabilidad propuestos.

Con respecto a la Vida Útil Normativa (20 años), se ha señalado que en algunos casos puede resultar demasiado extensa y, por lo tanto, el recupero de la inversión podría verse amenazado. Consideramos que en algunos casos particulares de campos con vida útil inferior a ese plazo, puede resultar conveniente considerar cierta reducción de plazos.

Finalmente, algunos agentes han manifestado cierta incertidumbre relacionada con aspectos discutidos en el marco del último período de revisión tarifaria. En particular, uno de los aspectos discutidos ha sido la posibilidad de revisar ciertos componentes dolarizados de las tarifas. En este sentido, se recomienda mantener el esquema actual y evitar la creación de incertidumbres críticas que puedan afectar las decisiones de inversión durante los procesos de revisión tarifaria.

2.3. Medidas de Mitigación

Las medidas de mitigación de riesgos operacionales fueron separados en forma acorde con la clasificación utilizada por la AIE: medidas de (aumento transitorio en la) oferta y medidas de (reducción transitoria en la) demanda.

Riesgos de mitigación – Resumen

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

A ser desarrollado en próximo entregable

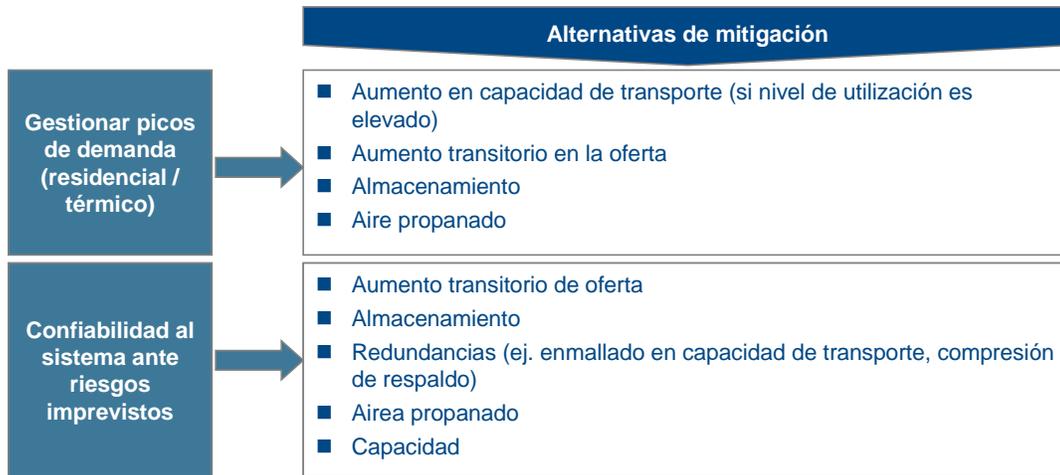
Fuente: Análisis Arthur D. Little

Este reporte aborda las medidas de oferta, mientras que las medidas de demanda serán desarrolladas en el próximo documento.

2.3.1. Almacenamiento de gas

La infraestructura de almacenamiento es una alternativa utilizada en el mundo para gestionar picos de demanda o incrementar la confiabilidad de un sistema determinado.

Medidas alternativas para gestionar picos de demanda o aumentar confiabilidad



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Existen cuatro alternativas tecnológicas principales para el almacenamiento de gas. Tres de ellas (yacimientos agotados, acuíferos y cavernas salinas) son subterráneos, y la cuarta alternativa es el almacenamiento de gas licuado en pequeñas plantas de GNL (plantas de peak shaving). La tabla que sigue resume las principales características de las distintas alternativas:

Tecnologías de almacenamiento de gas

	Infraestructura	Cap. almacenamiento operativo (Mm3)	Gas colchón	Período inyección	# ciclos por año	Capacidad entrega (MPCD)	Inversiones por unidad almacenamiento operativo (USD/m3)
En superficie	Mini planta de GNL	20 – 75	No requerido	250 – 300 días	1	50 – 400	2,0 – 2,5
Subterráneo	Yacimientos agotados	300 – 5.000	50%	100 – 150 días	1 – 1,5	0,7 – 130	0,05 – 0,25
	Acuíferos	200 – 3.000	50 - 80%	100 – 150 días	1 – 1,5	2,5 – 50	0,3 – 0,5
	Cavernas salinas	50 - 500	20 - 30%	20 – 40 días	4 - 5	20 - 150	0,4 – 0,7

Fuente: Elaboración propia en base a Gas Natural, FERC, Asian Pacific Research Centre

Como se observa en la misma, la escala (en términos de capacidad de almacenamiento operativo y capacidad de entrega) varía considerablemente entre las distintas alternativas e incluso existen amplios rangos dentro de cada una de las alternativas. Otra diferencia sustancial es que, mientras que el almacenamiento subterráneo en cualquiera de sus

variantes requiere de un significativo volumen de gas inmovilizado (o gas “colchón”) para mantener la presión y operatividad de los almacenamientos, esto no es necesario en el caso de las plantas de peak shaving.

Otro elemento diferenciador es el número de ciclos de envíos de gas posibles por año, que está entre 1 y 1,5 en todos los casos, excepto en el caso de las cavernas salinas, con capacidad de realizar entre 4 y 5 ciclos anuales. Sin embargo, las plantas de peak shaving son las que permiten un mayor volumen de entregas diarias de gas (hasta 400 MPCD) y un mayor número de días corridos de entrega (hasta 10), haciéndolas particularmente efectivas para atender picos estacionales significativos de consumo.

Por último, en términos de costos de inversión por unidad de almacenamiento operativo las alternativas de almacenamiento subterráneo resultan más económicas que la de peak shaving, y entre ellas los yacimientos agotados resultan la alternativa de menor inversión.

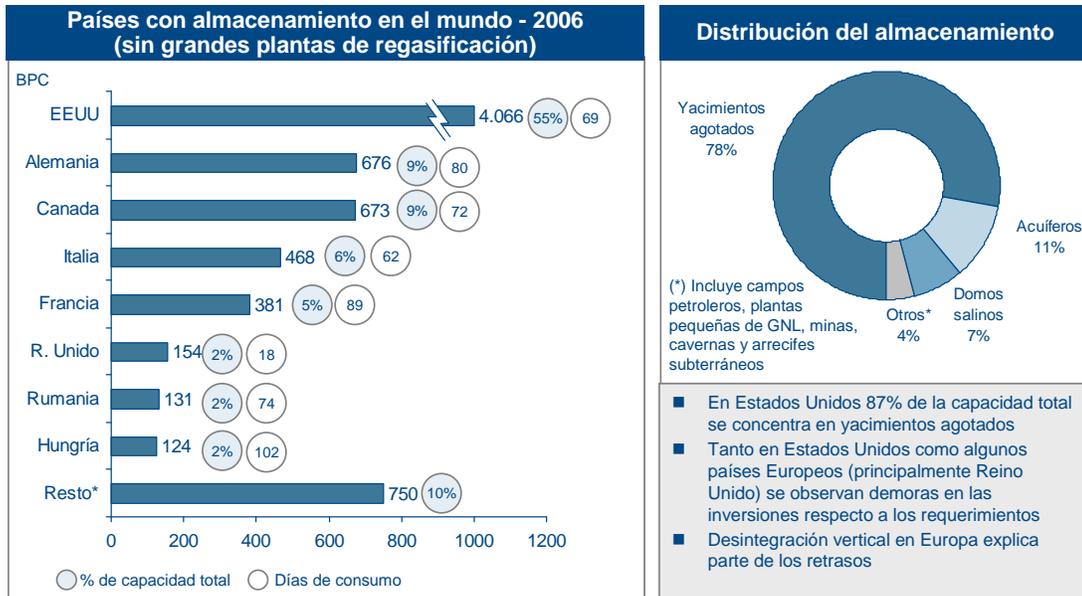
Almacenamiento subterráneo – Ventajas y desventajas de distintas alternativas

	Ventajas	Desventajas
Yacimientos agotados	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ampliamente utilizado ■ Cercanos a infraestructura de transporte existente ■ Número considerable de pozos e instalaciones re-utilizables ■ Geología conocida que reduce riesgos de pérdidas por filtraciones 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Los reservorios requieren un 50% de gas base para su operación ■ Debido a la complejidad de la extracción, los reservorios emplean tasas relativamente constantes, siendo sus ciclos de operación relativamente largos (baja rotación) ■ Los yacimientos antiguos requieren altos costos de mantenimiento y monitoreo para evitar pérdidas por filtraciones
Acuíferos	<ul style="list-style-type: none"> ■ Consiste en la inyección de gas natural en reservorios acuíferos ■ Cercanos a los centros de consumo de Gas Natural ■ Relativamente flexibles en su tasas de extracción 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alto riesgo geológico por desconocimiento de la estructura geológica y su capacidad de contención del gas inyectado. ■ La utilización de agua para la extracción del gas inyectado aumenta los costos de operación. ■ La extracción mediante inyección de agua y gas requiere un 80% de gas base para su operación. ■ Gran parte del gas base es no recuperable
Cavernas Salinas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bajos requerimientos (25%) de gas base ■ Altamente flexibles ■ Alta rotación de 4 – 5 veces en el año ■ Bajos riesgos de geológicos de pérdidas por filtraciones 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pueden situarse lejano a los centros de consumo ■ Los costos iniciales elevados (tratamiento de agua salinizada y trabajos de minería) ■ Problemas medioambientales

Fuente: Elaboración propia en base a Simmons & Company International

El menor costo, junto con otras ventajas como la cercanía a infraestructura existente de transporte, el hecho de conocerse la geología permitiendo reducir el riesgo de pérdidas por filtraciones hace que el almacenamiento en yacimientos agotados sea por lejos la alternativa más utilizada en el mundo (cerca del 80% de la capacidad total).

Cifras globales de almacenamiento de gas



Fuente: AIE, BP Statistics

Estados Unidos posee el 55% de la capacidad mundial de almacenamiento, fuertemente concentrada en yacimientos agotados que representan el 87% del total. Su capacidad equivale a 69 días del consumo promedio de ese país. Sin embargo, tanto en este país como en Europa las autoridades gubernamentales vienen señalando hace un tiempo las necesidades de un incremento significativo en la capacidad, con evidentes señales de retraso. Según la AIE estas dificultades para incrementar la capacidad responden en gran parte, en el caso de Europa, al proceso de desintegración vertical que ha atravesado la industria en los mismos.

El valor económico para invertir en esta actividad depende en parte de las características del mercado. De acuerdo a la FERC, existen principalmente tres alternativas de valoración del servicio de almacenamiento:

- Costo del servicio: típicamente utilizado para valorar los servicios regulados de almacenamiento, incluye el recupero de los costos de inversión y operación más un retorno sobre el capital
- Alternativa de menor costo: valor del almacenamiento frente a alguna inversión o costo alternativo como puede ser incremento en la capacidad de transporte o la interrupción del servicio

- Valoración estacional: surge del valor intrínseco generado por la diferencia de precios en distintos momentos del tiempo; requiere un patrón de consumo claramente estacional (que genere marcados diferenciales de precio) y la existencia de un mercado de gas a futuro

En el caso de Colombia, si bien existe cierta estacionalidad en los meses de verano por el mayor consumo para generación térmica, no parece existir un incentivo económico tan significativo como para justificar per se una inversión de este tipo. Un esquema de remuneración basado en la recuperación de costos podría ser más efectivo para promover una inversión de almacenamiento orientada a incrementar la confiabilidad.

Desde el punto de vista regulatorio, los principales aspectos que deben ser considerados son acceso a infraestructura, remuneración de la actividad y agentes autorizados a prestar el servicio.

Hemos analizado el tratamiento de estos aspectos para los casos de España, Estados Unidos, Reino Unido y Argentina. En relación a la autorización para la participación de los distintos agentes en el segmento, con excepción de España en que ENAGAS como Gestor Técnico del Sistema es el único autorizado a gestionar la infraestructura, en el resto de los países analizados no existen restricciones a la participación (ni operación) de cualquiera de los segmentos participantes en la cadena.

Con respecto al acceso a esta infraestructura, tanto España como Estados Unidos y el Reino Unido promueven un esquema de acceso abierto, con capacidad asignada a través de subastas realizadas con cierta frecuencia. Tanto ENAGAS en España como National Grid en el Reino Unido retienen parte de la capacidad como margen operativo para su operación. En el caso de Estados Unidos, el criterio de acceso abierto rige únicamente para infraestructura bajo jurisdicción de la FERC (es decir, principalmente transporte interestatal). Es importante mencionar que en el caso del Reino Unido, similar a lo que ocurre con las grandes plantas de regasificación, se permite la posibilidad de eximir al inversor en nueva capacidad de este requerimiento, ante la necesidad de promover activamente la inversión en este tipo de infraestructuras.

En el caso de Argentina, la inversión por parte de la empresa distribuidora Gas Natural en la planta de Peak shaving en la provincia de Buenos Aires fue parte del acuerdo alcanzado con el Gobierno Argentino al momento de la privatización de esa empresa y la utilización de la planta es determinada directamente por esa empresa.

En relación a la remuneración, en los países con requerimiento de acceso abierto, la tarifa es determinada a través de las subastas realizadas para asignación de capacidad, mientras que la tarifa es regulada para el almacenamiento utilizado como margen operativo (España y Reino Unido) y para la infraestructura de almacenamiento en jurisdicción de la FERC (Estados Unidos). En Argentina, la tarifa es propuesta y sujeta a la aprobación del ente regulador (Enargas).

En forma similar al análisis realizado en el caso de la planta de regasificación a gran escala como alternativa de suministro a largo plazo, consideramos que el análisis y evaluación de la alternativa de almacenamiento puede ser estructurado en base a los siguientes criterios:

Almacenamiento de gas – Aspectos a considerar

Objetivo	<ul style="list-style-type: none">■ Limitar o eliminar el impacto de eventos no previstos sobre el consumo– ¿Qué tipo de eventos?– ¿Qué sectores usuarios afectados?
Tecnología	<ul style="list-style-type: none">■ Dependerá en gran medida de la localización– Disponibilidad de yacimientos, acuíferos o cavernas salinas apropiadas– Cercanía a centros de consumo
Marco regulatorio	<ul style="list-style-type: none">■ ¿Quién puede efectuar el almacenamiento?■ ¿Cómo se remunera?■ Acceso a la infraestructura

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El objetivo del almacenamiento, desde el punto de vista de su contribución a la mitigación del impacto de riesgos operacionales, está vinculado a la definición de un criterio de confiabilidad. De acuerdo a las entrevistas y talleres mantenidos con distintos agentes y autoridades de aplicación, existe consenso en que el sector regulado (usuarios residenciales y pequeños comerciales) debe ser priorizado para el análisis de medidas de confiabilidad, debido al alto riesgo de accidentes al momento de restituir el servicio (y el costo) de un evento que genere interrupción en el suministro al mismo.

Al analizar el historial de eventos con impacto en el suministro a este segmento de mercado, se observa que el evento más crítico fue una interrupción de algo menos de tres días en Bogotá en 2007 por fallas de terreno. Por lo tanto, un criterio de confiabilidad podría ser asegurar el abastecimiento a usuarios regulados de las principales ciudades para eventos con una duración de hasta tres días.

En el caso del sector térmico, además de contribuir a aumentar la confiabilidad del sector, el almacenamiento permitiría ayudar a descomprimir la situación del suministro (en particular, reduciendo la necesidad de contratación en firme con su consecuente respaldo físico para acceder al cargo por confiabilidad). Desde el punto de vista económico, para la térmica el almacenamiento tendrá sentido si el costo derivado de disponer de este servicio es inferior al diferencial entre el costo del gas en firme vs. el gas interrumpible y eventualmente al costo de generar con combustibles líquidos si están aptas para ello.

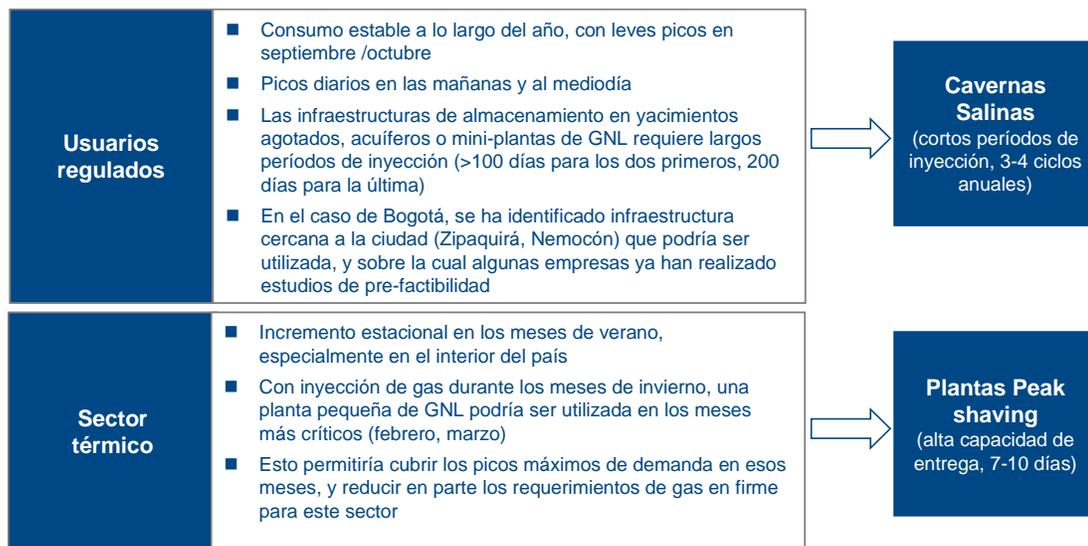
Este esquema podría ser más atractivo para las térmicas del interior, dado su menor despacho promedio a lo largo del año. El número de días de generación continua a ser garantizado a través del almacenamiento (más la contratación en firme) podría estar determinado por los requerimientos de generación esperados bajo las condiciones críticas definidas para el Sistema Interconectado.

Para el resto de los sectores, si bien no deberían existir restricciones para inversiones en almacenamiento destinadas a la cobertura de los mismos, la justificación económica del mismo se verá desafiada ante la existencia de energéticos alternativos. En estos casos, la

modalidad de contratación de suministro interrumpible puede ser en sí misma una alternativa favorable para flexibilizar el suministro a estos sectores.

Considerando entonces el sector regulado y térmico, ciertas características distintivas en el patrón de consumo de los mismos parecerían justificar la conveniencia de distintas alternativas tecnológicas de almacenamiento en cada uno de estos casos.

Usuarios regulados vs. térmicos – Modalidad de almacenamiento conveniente



Fuente: Análisis Arthur D. Little

De acuerdo con consultas realizadas con el concesionario de las salinas de Zipaquirá y Nemocón, el aprovechamiento de las mismas para utilización como almacenamiento de gas no sería factible, por lo que habría que analizar si existe alguna otra alternativa o en caso contrario optar por la alternativa de peak-shaving.

Con respecto al marco regulatorio, no se identifican en la actualidad restricciones a la participación de determinados agentes de la cadena. Tanto transportadores, como comercializadores y distribuidores podrían realizar este servicio, y no consideramos que deba limitarse la posibilidad de participación de ninguno de estos.

A los fines de ilustrar la forma en que podría implementarse una infraestructura de almacenamiento para confiabilidad al sector regulado hemos realizado un ejercicio muy preliminar para dicho sector en Bogotá.

El consumo estimado del sector regulado (y que debería ser cubierto ante un evento) es de alrededor de 50 MPCD, por un período de tres días como máximo. Para el ejercicio se asumió una planta de peak shaving con capacidad de regasificación de 60MPCD. El período de licuefacción requerido sería algo menor a los 300 días, con un caudal de licuefacción de 6 MPCD. La capacidad de almacenamiento sería del orden de los 1,9

MPC (en estado líquido) y la máxima emisión continua podría darse por un período cercano a los 7 días.

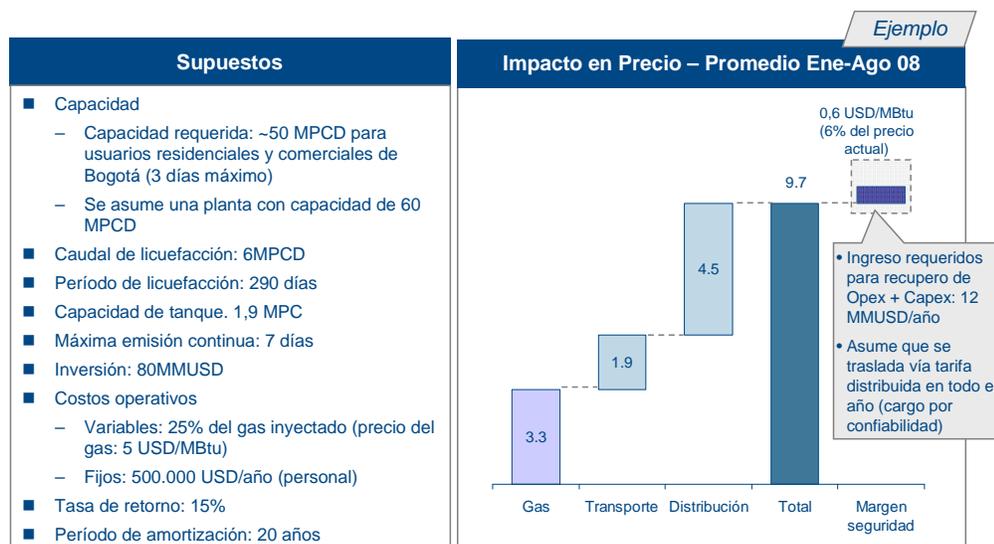
En base al análisis de proyectos realizados en los últimos años, estimamos que la inversión en una planta de estas características podría ser del orden de los 80MM USD. Para el cálculo de costos operativos se asumen costos fijos cercanos a los 500.000 USD (en personal) y unos costos variables equivalentes al 25% del gas inyectado (básicamente para consumo energético, a un precio del gas de 5 USD/MBtu). Asumiendo un plazo de amortización de 20 años y una tasa de retorno sobre el capital del 15%, estimamos que el costo de este servicio considerado como un cargo por confiabilidad afrontado por la demanda cubierta sería del orden de los 0,6 USD/MBtu.

De acuerdo a información obtenida del SUI, esta cifra equivaldría a un incremento cercano al 6% en el precio pagado por los usuarios regulados en Bogotá.

Independientemente del grado de precisión de esta estimación, debe analizarse si un incremento de precio en este rango se considera aceptable para el tipo de eventos contra el cual permitiría cubrir a la demanda.

La CREG podría definir como criterio para la revisión tarifaria de la actividad de distribución, la aceptación de inversiones en almacenamiento que permitieran cumplir el criterio de suministro a los sectores regulados en eventos con duración de hasta 3 días para las ciudades de, por ejemplo, más de 1.000.000 de usuarios (o un consumo de gas superior a los 50MPCD), siempre que dicha inversión no represente un incremento superior al 5% del costo del servicio en términos reales. El criterio podría ser extendido a grupos de ciudades o mercados geográficos interrelacionados (por ejemplo agregando la demanda asociada a los gasoductos de Transmetano o Transoriente).

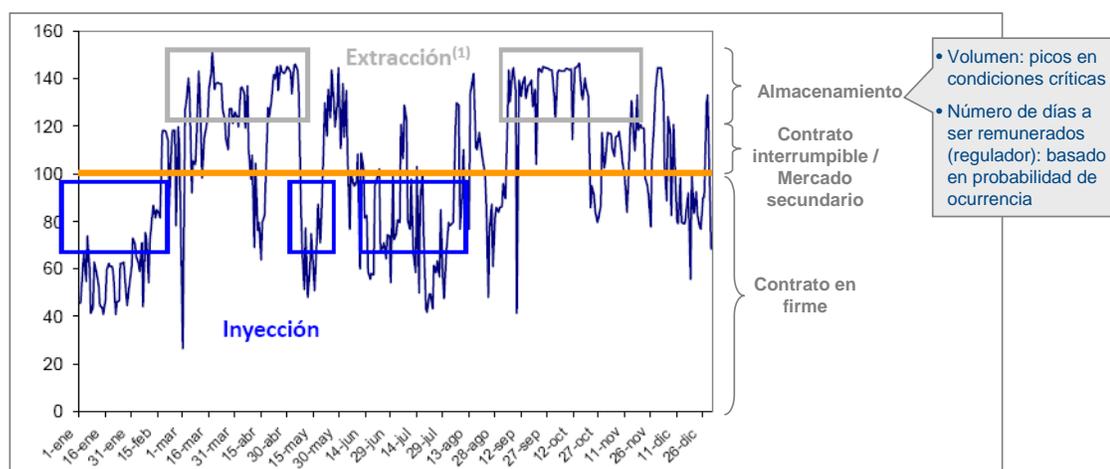
Almacenamiento para usuarios regulados en Bogotá – Ejercicio preliminar



Fuente: Análisis Arthur D. Little en base a CBI&I, SUI

En el caso del almacenamiento para plantas térmicas, existen iniciativas orientadas a cubrir a través de este tipo de soluciones el consumo en épocas pico. En términos generales, el esquema planteado incluye la contratación en firme de una parte significativa del consumo promedio, y las necesidades de consumo superiores a esos valores podrían ser cubiertas en parte con contratación interrumpible o a través del mercado secundario y a través de almacenamiento en el caso de los picos en condiciones críticas. De este modo, en las épocas de consumo inferior al gas contratado en firme se inyectaría gas para ser extraído en estos períodos críticos.

Esquema de almacenamiento para usuarios térmicos – Ejemplo Tebsa 2006



Fuente: InverColsa

Para incentivar estas inversiones la CREG debe regular, para efectos del Cargo por confiabilidad, la opción de respaldo de suministro de gas almacenado como respaldo para operar durante un tiempo determinado relacionado con el valor esperado de despacho en eventos críticos – para ello se propone que se inicie por parte de la CREG el análisis de esta posibilidad, mediante la simulación de diferentes escenarios extremos pero razonablemente probables con el fin de determinar cuál debería ser la exigencia mínima de almacenamiento. Ello incentivaría una mayor eficiencia en el uso y expansión de gasoductos y de capacidad de producción y de infraestructura de importación si fuera el caso.

En resumen, las principales recomendaciones en materia de regulación para promover o facilitar inversiones en almacenamiento de gas son:

- Definir un criterio de confiabilidad para el sector regulado que pueda ser contemplado dentro de las inversiones del distribuidor en el marco de la revisión tarifaria (por ejemplo, aquellas inversiones en activos que permitan atender el suministro del mercado regulado de ciudades de más de 1.000.000 de usuarios por un período de 3 días)

- Regular para efectos del cargo por confiabilidad la opción de respaldo de suministro de gas almacenado como respaldo para operar durante un tiempo determinado (en función de picos y plazos esperados en eventos críticos).

2.3.2. Otras medidas – Aire propanado

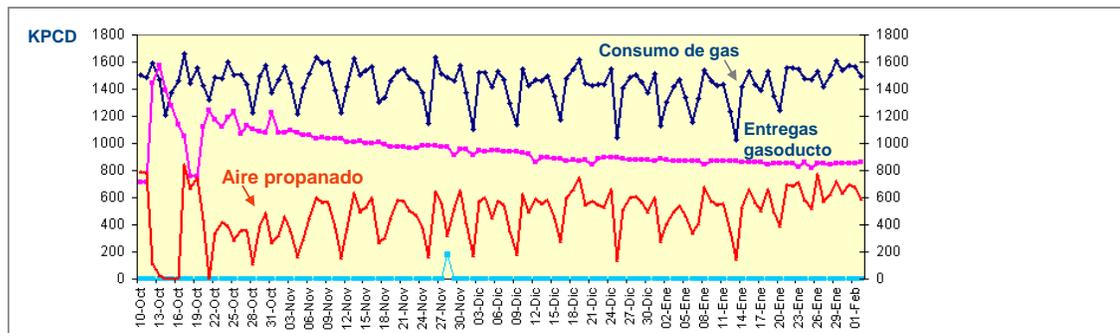
Una alternativa para cubrir picos (moderados) en la demanda o servir como respaldo ante la ocurrencia de eventos menores puede ser la utilización de aire propanado. La tecnología utilizada es relativamente sencilla, y consiste básicamente en llevar a estado gaseoso el propano e inyectarlo al sistema de distribución.

El líquido propano almacenado en tanques es extraído y presurizado en caso de ser necesario y es calentado en un vaporizador. El vapor de propano es mezclado con aire, produciendo una mezcla que usualmente no contiene más de 50% de propano. Esta tecnología es muchas veces utilizada al inicio de operaciones de los gasoductos, además de poder ser utilizada para cubrir picos o como respaldo ante eventualidades.

De acuerdo a fuentes públicas de información²⁶, las inversiones requeridas serían del orden de los 120-130 USD cada mil pies cúbicos diarios de capacidad, incluyendo los tanques de almacenamiento de propano. Esto implicaría que para una capacidad de 2MPCD la inversión requerida sería del orden de los USD 250.000.

Esta alternativa ya está en funcionamiento en Colombia, en particular para el suministro de la ciudad de Cúcuta. Esta operación comenzó a utilizarse desde el año 2005, a partir del cierre de un pozo productor que representaba cerca del 30% de la oferta total de la ciudad, producto de una alianza entre las empresas Gases del Oriente y la empresa distribuidora de GLP Norgas (utilizándose su infraestructura de almacenamiento).

Utilización de aire propanado en Cúcuta (Octubre 2006-Febrero 2007)



Fuente: InverColsa

²⁶ Alternate Energy Systems, Inc

Actualmente se abastece por esta vía aproximadamente un 50% de la demanda de la ciudad (entre 1 y 1,2 MPCD), aunque dejaría de ser utilizada a partir de la interconexión de la ciudad con el campo Gibraltar.

Si bien es improbable que este tipo de tecnologías puedan ser utilizadas en grandes ciudades, la posibilidad por parte del distribuidor de trasladar este servicio a tarifa, o el reconocimiento como alternativa a (parte) del suministro en firme podría contribuir a la implementación en otros centros de consumo de tamaño reducido.

2.3.3. Otras medidas

Adicionalmente, se han identificado otras medidas que podrían contribuir, por el lado de la oferta, a mitigar el impacto de eventos imprevistos con impacto en el suministro.

En primer lugar, una relajación temporaria sobre las calidades del gas entregado (principalmente en términos de CO₂) puede incrementar transitoriamente los volúmenes a ser inyectados al sistema. Esta medida puede ser utilizada ante paros previstos o imprevistos en las planta de tratamiento de Cusiana.

Por otra parte, en campos de gas asociado, como el de Cusiana, podría ser posible lograr incrementos transitorios en la producción a partir de cambios en la relación de producción/reinyección. Se recomienda en este sentido realizar un esfuerzo colaborativo con los principales productores para dimensionar el posible incremento alcanzable, y el tiempo durante el cual esto sería posible.

Uno de los aspectos mencionados en entrevistas realizadas con distintos agentes es la posibilidad de incrementar la confiabilidad del sistema de transporte a través de enmallados en algunos tramos, teniendo en cuenta la vulnerabilidad del sistema actual (radial). Esta opción amerita un análisis detallado para verificar si en ciertos casos puntuales esta alternativa es eficiente desde el punto de vista económico en relación a otras medidas exploradas (por ejemplo, el almacenamiento).

En particular, una de las alternativas mencionadas ha sido una nueva interconexión de los sistemas de la Costa e Interior del país. Si bien esta medida sería deseable, consideramos que únicamente podría ser justificable desde el punto de vista económico para un productor conectado al sistema de la Costa interesado en colocar su producción en algún punto del interior (por ejemplo, el caso de Pacific Rubiales para transportar el gas a Medellín).

3. Combustibles líquidos, GLP y biocombustibles

3.1. Introducción

Como resultado del diagnóstico de la situación de abastecimiento desarrollado en la primera etapa del estudio se han identificado los siguientes aspectos relevantes para el desarrollo de la estrategia de abastecimiento:

- La capacidad de atención de la demanda con producción doméstica se ve amenazada en los próximos años debido al continuo incremento del déficit de destilados medios (resultado del proceso de *dieselización* del parque automotor)
- El escalamiento de los costos de inversión, la crisis financiera internacional y la caída de los precios del crudo y de los márgenes internacionales de refinación pueden dificultar el avance de los principales proyectos requeridos para asegurar el suministro (obras de hidrotreatmento, modernización/ampliación del parque refinador)
- Las limitaciones en la capacidad de importación de productos refinados, GLP y Biocombustibles complican las posibilidades de abastecimiento en caso de retrasos o fallas en la modernización de la capacidad de refinación nacional.
- El cambio en el rol empresario de ECOPETROL implica un desafío en un contexto de fuerte concentración de la oferta (suministro y transporte) en el mismo agente
- La alta dependencia de una fuente de suministro (Barrancabermeja abastece ~80% de la demanda) hace la situación de abastecimiento vulnerable ante la ocurrencia de eventos imprevistos
- No se mantiene un monitoreo centralizado de los niveles de inventarios en el país y estos lucen ajustados teniendo en cuenta los tiempos de reposición de producto desde cualquier fuente externa.

En el primer entregable del estudio fueron identificados y clasificados los riesgos de abastecimiento en riesgos de suministro y operacionales. La siguiente tabla resume las principales conclusiones obtenidas.

Las recomendaciones que a continuación se desarrollan están clasificadas en medidas de prevención para hacer frente a los riesgos de disponibilidad y medidas de mitigación como respuesta a los riesgos operacionales identificados.

Principales Riesgos de Disponibilidad y Operacionales – Resumen

Riesgos de disponibilidad			Riesgos operacionales		
			Corto plazo (2009-2010)	Medio plazo (2011-2013)	Largo plazo (2014+)
Líquidos/GLP	1	Retraso ampliación parque refinador			
	2	Retraso inversiones hidrotreatmento			
	3	Falta de crudo			
	4	Falla importación destilados medios			
B/C	11	Desabastecimiento materia prima			

Líquidos/GLP	1	Parada completa Barrancabermeja
	2	Parada parcial refineries
	3	Interrupción poliducto troncal por deslizamiento
	4	Interrupción poliducto troncal por actos malintencionados
	5	Cierre terminal marítima
B/C	10	Fallas en distribución biocombustibles

Fuente: Análisis Arthur D. Little

3.2. Medidas de Prevención

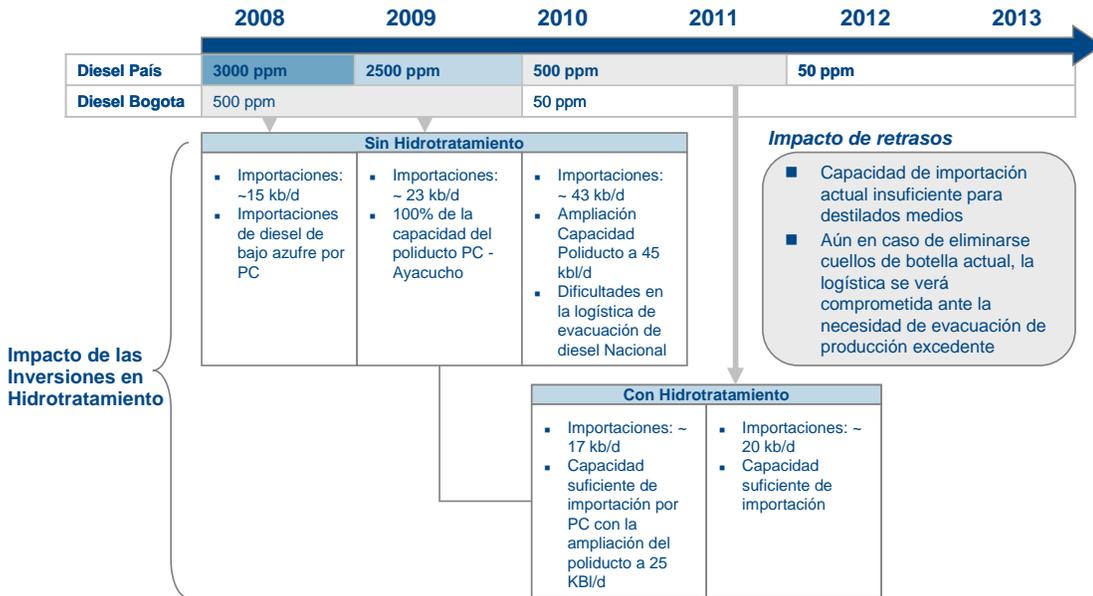
Como se mencionó en la introducción, los principales riesgos desde el punto de vista del suministro están asociados a retrasos en las obras previstas en el país en refinación. Estas inversiones incluyen unidades de desulfurización para permitir la producción de combustibles en las condiciones requeridas a partir del cambio normativo, el Plan Maestro de Cartagena y el Plan Maestro de Barrancabermeja.

A continuación se describen brevemente estos proyectos y las implicaciones de retrasos en los mismos.

- Obras de Hidrotreatmento en la refinería de Barrancabermeja: Estas obras le permitirán a ECOPETROL cumplir con la calidad en la producción de diesel y gasolinas establecidas en la regulación. Actualmente ECOPETROL importa 15 kbld de Diesel y alcanzará un promedio de 23 kbld.

Dada la capacidad de importación actual, importaciones mayores a 20 kbld comprometen la totalidad de la capacidad de transporte desde el puerto de Pozos Colorados a Barrancabermeja. En el escenario en que las obras se retrasen respecto al cronograma previsto (puesta en marcha a principios de 2010) sería necesaria la importación de más de 40 Kbld, lo cual requeriría de expansiones adicionales de la infraestructura de transporte generando además problemas de logística para la evacuación del diesel de alto azufre producido en Barrancabermeja.

Impacto Inversiones en Hidrotratamiento en Barrancabermeja

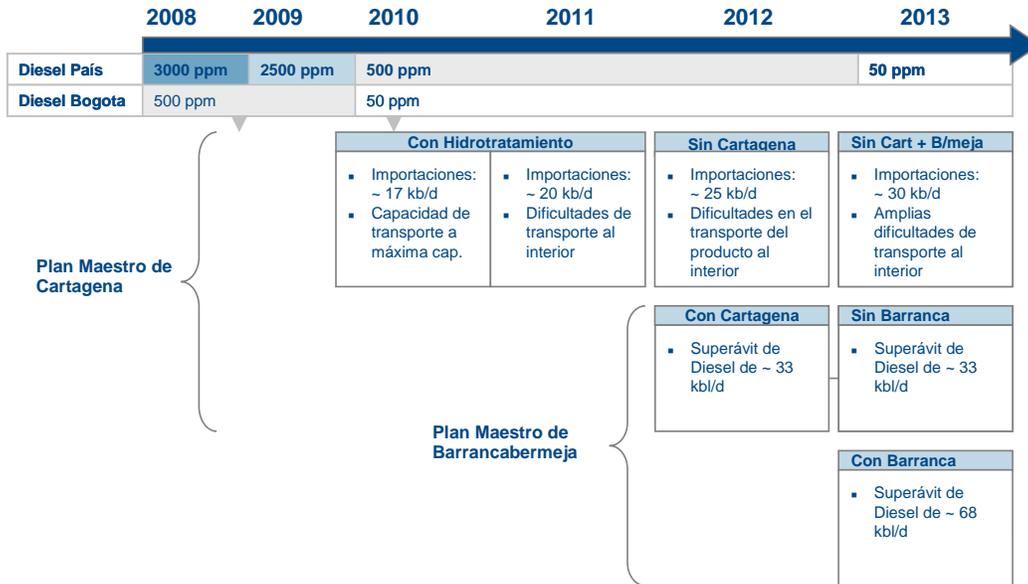


Fuente: Análisis Arthur D. Little

- Plan Maestro de Cartagena: Las inversiones planeadas en la ampliación de la refinería de Cartagena con puesta en marcha prevista para el 2012 le permitirán al país cubrir el déficit volumétrico de destilados medios. En el año 2012, en caso de no llevarse a cabo la ampliación de esta refinería se requerirían unas importaciones promedio de 25 Kbl/d.
- Plan Maestro de Barrancabermeja: La ampliación de la refinería de Barrancabermeja en el año 2013 le permitirán al país incrementar su producción de diesel que resultaría, si la ampliación de Cartagena está operativa, en una posición excedentaria en este combustible del orden de los 70 Kbl/d. En el escenario en que estas inversiones no se llevaran a cabo o no estuvieran listas en el año previsto, el abastecimiento del país igualmente podría ser alcanzado luego de la ampliación de la refinería de Cartagena.

Sin embargo, retrasos en estas obras podrían requerir la necesidad de importaciones de crudos livianos para aligerar la carga de la refinería, ante un escenario previsto de incremento relativo en la producción de crudos pesados en el país. En este caso, la infraestructura logística existente para exportación de crudos debería ser adaptada para permitir importaciones.

Impacto Plan Maestro de Cartagena y Plan Maestro de Barrancabermeja



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Teniendo en cuenta el análisis de los escenarios descritos anteriormente se identificaron una serie de recomendaciones que permitirán prevenir o reducir significativamente la probabilidad de ocurrencia y el impacto de los riesgos de suministro identificados. La siguiente tabla resume las medidas identificadas en materia de Política Energética, Infraestructura y Estructura del Mercado, las cuales tendrían un directo impacto en el abastecimiento de Combustibles Líquidos, Biocombustibles y GLP.

Como en el caso del gas, algunas de las propuestas tienen un impacto claramente cuantificable mientras que en otros casos se trata de medidas con impacto cierto pero difícilmente cuantificable.

Medidas de Prevención - Resumen

	Objetivo	Propuesta	Aspectos clave
Política Energética	Diversificación en la matriz energética	Medidas de impulso de diversificación energética - E: precios relativos entre energéticos, subsidios.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reflejo de costo de oportunidad, competencia gasolina vs diesel. Continuidad política desmonte de subsidios ■ Continuidad de la política de penetración de los biocombustibles (Promoción al uso de los vehículos flex-fuel)
Infraestructura	Incorporar nuevas fuentes de suministro ante escenarios de escasez	Promoción de la ampliación de Infraestructura de Importación de Diesel y/o Gasolinas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Escenarios posibles: -Retraso obras hidrotretamiento -Retraso obras modernización y ampliación ■ Definición de inversiones requeridas en puertos y transporte. y localización
		Plan Indicativo de Infraestructura de transporte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Evaluación periódica de infraestructura de transporte de crudos (evacuación de campos remotos, transporte de crudos pesados, y potencialmente importación de crudos livianos)
		Monitoreo de la Infraestructura de Importación de crudos	<ul style="list-style-type: none"> ■ Exito exploratorio ■ Dificultades en la capacidad de carga de Barranca ante producción creciente de crudos pesados
Institucionales / Estructura de mercado	Institucional / Estructura de mercado	Diseño de mecanismos para promover el acceso abierto a terceros de la infraestructura de ECP (terminales portuarias y ductos)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reglas claras para el acceso a transporte para la importación de combustibles ■ Definición de procedimientos transparentes para la nominación de los productos (el uso de la infraestructura de transporte depende de los contratos de suministro) ■ Eventual vulnerabilidad en caso de integración aguas debajo de ECOPEPETROL
		Coordinación sector combustibles líquidos - Electricidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contabilidad del respaldo (inventarios) para térmicos e líquidos y gases ■ Rotación de inventarios
		Coordinación sector combustibles líquidos - Biocombustibles	<ul style="list-style-type: none"> ■ Funciones, arreglo institucional

Fuente: Análisis Arthur D. Little

3.2.1. Diversificación en la matriz energética

3.2.1.1. Continuidad en la política de desmonte de subsidios:

Conforme se estableció en el primer informe de diagnóstico el crecimiento sostenido la demanda de diesel mayor al crecimiento de la demanda de gasolina ha sido el resultado de un proceso de *dieselización* del parque automotor originado por señales de precios y cargas impositivas que han favorecido este proceso.

Sin embargo durante el último gobierno se han adoptado políticas para que los precios de los combustibles líquidos reflejen el costo de oportunidad de los mismos. En este sentido durante los últimos 7 años se ha mantenido una política de desmonte gradual de subsidios llevando el precio de la gasolina y el diesel a paridad exportación. Conforme a las metas del Ministerio de Minas se espera lograr el desmonte del 100% del subsidio en el 2010 para gasolinas y 2011 para diesel, proceso que podría ser favorecido ante un escenario de caída de precios.

Paralelamente se está avanzando en la creación de un fondo para la estabilización de los precios de los combustibles el cual contará con un capital de aproximadamente 170 millones de dólares utilizado para darle mayor estabilidad a los precios de los mismos durante las épocas de mayor volatilidad.

Consideramos que estas medidas favorecen el abastecimiento de una mezcla eficiente de combustibles porque establece claras señales de mercado, lo cual podría liberar cierta tensión en el abastecimiento de diesel.

3.2.1.2. Continuidad en la Política de Penetración de Biocombustibles:

La adopción de mezclas obligatorias de Etanol E10 y Biodiesel B5 le permitió al país diversificar la oferta de combustibles para el parque automotor. El mandato adoptado por el Consejo de Política Económica y Social través del documento CONPES 3510 del 2008 de apoyar y promover la producción nacional de biocombustibles y su uso en el territorio nacional es una medida que le permitirá al país continuar con la diversificación de la oferta de energéticos para el parque automotor tomando ventaja de los beneficios adicionales que la producción de biocombustibles puede generar en materia de aprovechamiento de tierras y promoción de desarrollo rural.

En el mes de julio de 2008 el Ministerio de Minas y Energía publicó un borrador de decreto donde se sometió a comentarios de la industria una nueva política para la promoción del uso de los biocombustibles. En dicho decreto se establece la promoción de la producción, importación y distribución de vehículos Flex-fuel capaces de utilizar mezclas de hasta E-85 (85% Etanol – 15% Gasolina) y la producción de motores B-100 para el uso de biodiesel puro. Se espera que mediante de la creación de la demanda se incentiven las inversiones en producción y distribución de biocombustibles en el largo plazo.

Consideramos que la adopción de políticas que incentiven la competencia entre los combustibles fósiles y los biocombustibles puede favorecer la confiabilidad del abastecimiento nacional al incrementar las posibilidades de sustitución entre energéticos en eventos de escasez o volatilidad de los mercados. Sin embargo con el ánimo de evitar riesgos de desabastecimiento es necesario adoptar regulación que priorice el consumo interno frente a las exportaciones de productos y promover el desarrollo de una infraestructura de importación que le sirva de respaldo en casos de escasez de producción nacional como se desarrollara mas adelante.

En resumen las recomendaciones en materia de política energética son:

- Continuar y fortalecer el desmonte de los subsidios a la gasolina y al diesel con el ánimo de establecer claras de señales de marcado para los consumidores
- Continuar con la política de penetración de biocombustibles para fortalecer la opción de sustitución entre los biocombustibles y los combustibles derivados de petróleo como medida de confiabilidad en el abastecimiento de largo plazo.

3.2.2. Incorporación de Nuevas Fuentes de Suministro ante Escenarios de Escasez

3.2.2.1. Ampliación de la infraestructura de importación de Diesel y Gasolinas

Conforme se estableció en el análisis de los balances oferta-demanda de combustibles líquidos, en caso de que no se lleven a cabo las inversiones en hidrotreatmento en el tiempo previsto, el país puede estar expuesto a la necesidad de importación de más de 40 kbld diesel en el año 2010. Por lo tanto es necesario analizar la capacidad de importación

con que cuenta Colombia actualmente para establecer las necesidades de inversión en infraestructura que le permitan hacer frente a este riesgo.

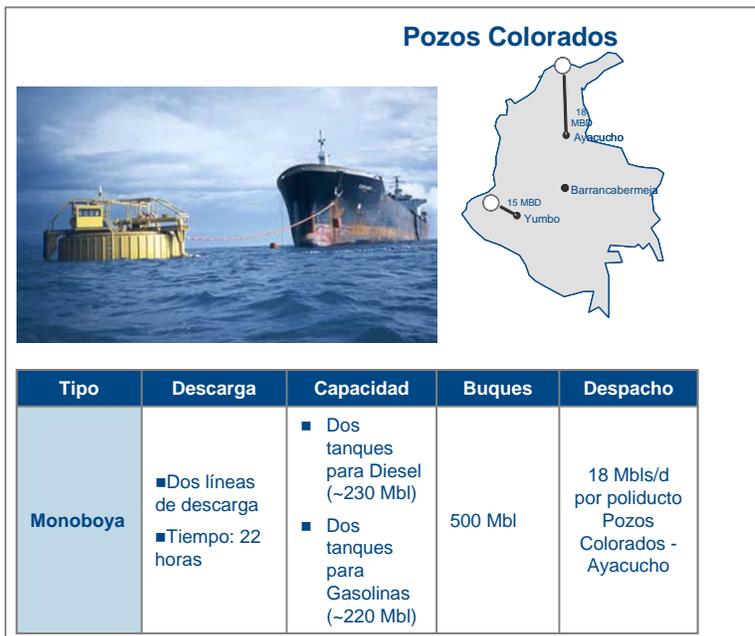
La importación de combustibles en el país puede realizarse a través de dos terminales portuarias: Pozos Colorados y Buenaventura. A continuación se presenta el análisis detallado de la capacidad de importación de cada una de estas facilidades:

Terminal de Pozos Colorados

Tras varios años en desuso (originalmente era utilizada para importaciones de gasolinas hasta la reversión del déficit en ese combustible), el terminal comenzó a ser utilizado en el último año, para la importación de diesel de bajo azufre requerido según normativa para el suministro del mercado de Bogotá. Por su cercanía a los principales centros de suministro, y las posibilidades de ampliación de capacidad identificadas, este puerto es clave para atender eventuales requerimientos de importación.

Este terminal se encuentra ubicado en la costa atlántica colombiana con amplio acceso a los mercados del Caribe y la Costa de Golfo de México, cuenta con una capacidad nominal para recibir buques tanqueros de hasta 500 kbls y cuenta con una monoboya para el descargue buque – tierra con una capacidad de 23 kbh la cual está conectada a tierra a través de dos líneas de descargue. En materia de almacenaje el puerto cuenta con cuatro tanques de capacidades entre 220 y 240 kbl. Debido a las limitaciones de los tanques el puerto solamente puede recibir cargamentos de máximo 240 kbls, los cuales pueden ser descargados en un plazo de entre 10 y 13 horas aproximadamente.

Terminal de Pozos Colorados – Descripción general



Fuente: Análisis Arthur D. Little

La mayor limitación para la importación se encuentra en la capacidad de transporte del producto hacia el interior del país. El mismo se realiza principalmente a través del poliducto “Pozos Colorados – Ayacucho- Galán”, que cuenta con una capacidad nominal de 18 kbld.

De acuerdo a información suministrada por ECOPETROL, el plazo requerido para el transporte del producto desde Pozos Colorados hasta Galán es de aproximadamente 12 días. Asumiendo que solo se despachara el producto por poliducto, los tanques se demorarían en vaciarse alrededor de 13 días cada uno. Sin embargo, la logística incluye también transporte por carrotanque, aunque la capacidad de los llenaderos es bastante limitada (10kbld).

Para incrementar la capacidad efectiva de importación sería necesario incrementar la capacidad de transporte del poliducto (el cuello de botella se encuentra en el tramo Pozos Colorados – Ayacucho), permitiendo incrementar el volumen y reducir los tiempos requeridos para el envío de producto hacia el interior. Para optimizar la utilización de la capacidad de almacenamiento disponible, la capacidad de la línea podría incrementarse hasta los 100 kbld. Estimamos que esta ampliación requeriría de inversiones del orden de los 300 MUS asumiendo una distancia de 503 Km y una inversión de 600 KUS / Km que incluiría la ingeniería, construcción, bombas y demás labores necesarias para la ampliación.

De acuerdo a entrevistas mantenidas con ECOPETROL, la empresa se encuentra actualmente desarrollando un proyecto de ampliación acorde con la descripción anterior. El aumento planeado de capacidad es desde 18 kbld a 25 kbld, previsto para enero del 2009, y a 90 kbld a comienzos de 2010, que sería suficiente para cubrir el posible déficit de diesel de bajo azufre en el 2010 (en caso de retrasos en las obras de hidrotreamiento). El seguimiento de avance de estas obras resulta por lo tanto de vital importancia.

Aún en caso de concretarse según el cronograma previsto, aún existe incertidumbre relacionada con la logística de evacuación de cierta parte de la producción de alto azufre que deberá ser exportada. ECOPETROL se encuentra actualmente evaluando la forma más eficiente para la misma, previéndose la evacuación de parte de esta producción a través del puerto de Buenaventura y otra parte restante a través de Cartagena (que recibiría el producto a través del transporte fluvial por el río Magdalena). Ante un escenario de bajos niveles hídricos, dicha logística se vería seriamente amenazada, en cuyo caso sería probable la necesidad de reducir la carga de la refinería.

Es importante notar que, tras la puesta en marcha de las unidades de desulfurización, esta infraestructura volvería a quedar subutilizada (más allá de importaciones puntuales que pudieran darse por situaciones particulares). Eventualmente su operación en forma permanente volvería a ser requerida en caso de retrasos en las obras de ampliación previstas en refinería Cartagena. Esta situación podría comprometer la recuperación de las inversiones requeridas.

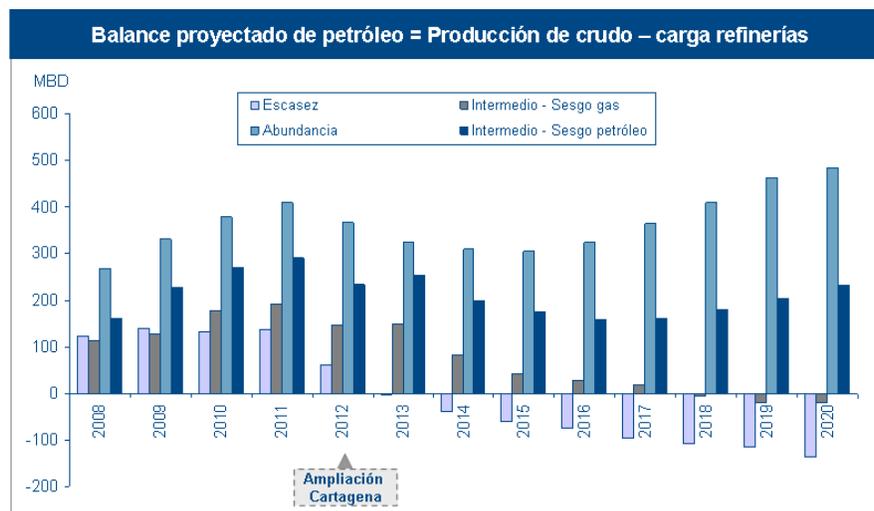
3.2.2.2. Monitoreo a la infraestructura de importación de crudos

Se identifican dos situaciones en distintos momentos del tiempo con potencial de generar requerimientos de importación de crudo (si bien cierto nivel de importaciones se realiza en la actualidad, nos referimos aquí a volúmenes significativos).

En primer lugar, de producirse retrasos significativos o cancelarse la modernización de la refinería de Barrancabermeja, la carga de la misma se vería dificultada ante la disponibilidad de una mezcla de crudos relativamente más pesada en el país (por la mayor producción prevista de estos y la declinación esperada en la de crudos livianos). Por lo tanto, sería altamente probable la necesidad de realizar importaciones cada vez más significativas de crudos livianos para aligerar la mezcla.

La otra situación con potencial de generar requerimientos de importaciones, visualizada recién para un horizonte de mediano y largo plazo, sería un escenario de ausencia de nuevos hallazgos de petróleo. De acuerdo a los escenarios proyectados por la ANH, en caso de ausencia de éxito exploratorio Colombia perdería su autosuficiencia hacia el año 2013 – 2014. En el informe de diagnóstico se consideró que este escenario tiene una probabilidad de ocurrencia media, aunque en el país se están llevando a cabo importantes esfuerzos exploratorios.

Balance Oferta – Demanda de Crudo 2020



Fuente: Análisis Arthur D. Little en base a ANH

En caso de ocurrencia de alguno de estos dos eventos, el país se vería imposibilitado con la infraestructura disponible en la actualidad a manejar los volúmenes de importación requeridos de crudo. La logística existente fue básicamente diseñada para la exportación, por lo cual ante evidencias de ocurrencia de alguno de ellos deberán emitirse las señales requeridas para su adaptación.

Dicha adaptación requerirá de un estudio de factibilidad detallado que considere los siguientes aspectos críticos

- Configuración y diseño actual: el sistema de bombeo fue diseñado para una topografía específica. Se requiere un análisis del sistema completo de bombeo

para adecuarlo al uso en sentido contrario. Esto pudiera requerir cambios al esquema actual en cuanto a capacidad de bombas, ubicación, etc.

Por otra parte, de la revisión realizada se observa que los oleoductos pueden tener dimensiones (diámetros y espesores) diferentes en distintos tramos. Nuevamente se requiere un análisis integral de la configuración del oleoducto para considerar las presiones máximas en los diferentes tramos.

- Utilización del Oleoducto: Habría que analizar la utilización del oleoducto que se utilizaría para estas importaciones pues aún cuando se requieran importaciones para complementar la producción local, puede haber producciones en la ruta del oleoducto que pudieran requerir utilizar el oleoducto en otro sentido.

3.2.2.3. Plan Indicativo de Infraestructura de Suministro y Transporte de Combustibles Líquidos y GLP

Como se mencionó en el segundo informe, dados los cambios atravesados en los últimos años en el sector (particularmente en lo referido al rol ejercido por ECOPETROL) se considera necesario un esfuerzo de monitoreo de la situación general de los sectores aquí analizados. Este monitoreo incluye un seguimiento del balance e infraestructura de importación, transporte y almacenamiento.

El principal objetivo de realizar un plan indicativo es identificar los principales cuellos de botella y orientar y racionalizar el esfuerzo de los agentes en materia de inversión en infraestructura, aunque acorde con el marco regulatorio del sector, el mismo no sería vinculante. El subproducto más importante de este ejercicio es la identificación de los proyectos clave, la cual debería ser complementada con un seguimiento sistematizado y periódico del grado de avance de los mismos en relación a los cronogramas previstos.

La UPME sería la entidad encargada de realizar este seguimiento, aunque como en el caso del gas, en estrecha colaboración con los principales representantes del sector. Para esto podría ser de utilidad la creación de un Comité Asesor de Planeamiento Indicativo de los Combustibles Derivados del Petróleo, que indudablemente contaría entre sus miembros con la presencia de ECOPETROL, y podría completarse con la presencia del otro refinador en el país (Glencore) más representantes del sector de distribución mayorista. El plazo para la elaboración de este Plan Indicativo podría ser de cinco años, con un seguimiento de avance que podría ser semestral.

En resumen consideramos que las recomendaciones para la incorporación de nuevas fuentes de suministro en escenarios de escasez son las siguientes:

- Monitorear la ejecución del proyecto para la ampliación de la capacidad del poliducto Pozos Colorados – Galán con el fin de contar con capacidad efectiva de importación de Gasolina y Diesel que le permita al país satisfacer la demanda ante escenarios de retrasos en los proyectos de hidrotreatmento de la refinería de Barrancabermeja y/o los planes de ampliación de las refinerías.

- Realizar un Plan Indicativo de Infraestructura de Suministro y Transporte de Combustibles Líquidos y GLP para identificar las inversiones prioritarias en materia de transporte
- Monitorear la necesidad de importación de crudos por bajo éxito exploratorio o debido a la necesidad de cargar crudos más livianos en las refinerías y evaluar las condiciones técnicas para el posible uso de la actual infraestructura de importación en sentido contrario.

3.2.3. Medidas Institucionales / Estructura de Mercado

3.2.3.1. Diseño de mecanismos para promover el acceso a la infraestructura de importación y facilidades portuarias

Sin tener en cuenta consideraciones de eficiencia y competencia en el mercado, un aspecto señalado en el informe de diagnóstico es la falta de definición respecto al esquema de acceso a infraestructura. Desde el punto de vista del abastecimiento, este aspecto podría tener cierta relevancia aún en caso de disponerse de la infraestructura logística apropiada, por ejemplo, al dificultar la importación por parte de agentes distintos a ECOPETROL en determinadas circunstancias.

Si bien como parte del proceso de reforma en el sector se definió el criterio de acceso abierto, el mismo no fue reglamentado formalmente hasta la fecha. La problemática generada por este aspecto puede ser resumida en los siguientes puntos:

- En transporte, existen tarifas reguladas (señales por distancia), pero el proceso de nominación es controlado por ECOPETROL como operador de la infraestructura, por lo tanto el servicio de transporte de combustibles líquidos depende de los contratos de suministro suscritos con la misma empresa
- En caso de una integración aguas debajo por parte de ECOPETROL, la falta de reglamentación en el acceso a la infraestructura portuaria y de transporte podría incentivar abusos de posición dominante con repercusión negativa sobre el abastecimiento
- En el caso de la infraestructura de importación (controlada por ECOPETROL mayormente), no existe regulación sobre los servicios ni las tarifas a ser prestadas eventualmente a terceros, sino que los mismos son negociados bilateralmente

Existen a nivel global dos modalidades principales de regulación del transporte de hidrocarburos por ducto:

Contract Carrier

En este sistema el transportador provee el servicio de transporte a través de la celebración de contratos a largo plazo los cuales son negociados bilateralmente entre transportador y nominador. Adicionalmente en este sistema los transportadores no necesariamente operan bajo principios de imparcialidad debido a que están en libertad de dar descuentos conforme al volumen transportado o la modalidad de contrato. En este sentido, si el

marco legislativo no lo regula, es posible que los pequeños transportadores deban pagar tarifas más altas que los grandes.

Common Carrier

Es el sistema mas transparente para generar libre acceso a la infraestructura. Mediante este sistema el transportador es obligado por ley a prestar el servicio de transporte a todos los interesados.

El sistema consiste en hacer nominaciones de corto plazo (mensuales en algunos casos) donde se vende imparcialmente el servicio de transporte a una misma tarifa dependiendo de la disponibilidad máxima del ducto. Cuando se adopta un sistema *common carrier* el transportador estandariza y define todos los procedimientos, tiempos y tarifas con el fin de que cualquier interesado tenga acceso a dicha información.

Con el fin de profundizar en este tema, hemos analizado la experiencia de varios países en materia de acceso a infraestructura. A continuación se presentan los principales hallazgos:

Argentina- la actividad de transporte de combustibles líquidos es regulada por la Secretaria de Energía (SE). El mercado se encuentra dominado por cuatro compañías, lideradas por YPF, la cuales controlan cerca del 90% del mercado nacional. En materia de acceso a infraestructura, Argentina cuenta con un régimen de libertad de importación de combustibles, en el cual las empresas solamente deben informar a la SE los niveles de importaciones para asegurarse que estén registradas.

En el caso de puertos bajo régimen de concesión existe la obligación de dar libre acceso a empresas transportadoras, mientras que en los puertos privados queda a discreción de sus operadores.

En materia de acceso a la infraestructura de transporte, el Decreto 1589 de 1989 establece que el propietario o concesionario de la infraestructura (ducto, gasoducto u otra instalación) tiene la obligación de transportar siempre que tenga capacidad disponible. Asimismo, el Decreto 44 de 1991 estableció que cuando la demanda de transporte es mayor que la capacidad disponible se debe hacer una asignación a prorrata entre todos los interesados.

Australia- el mercado de combustibles está dominado por cuatro grandes empresas integradas verticalmente: Shell, Exxon, BP y la empresa australiana Australian Petroleum Pty L, conocida como AMPOL entre los distribuidores. Todos los distribuidores operan sobre la base de un mercado con libertad de precios y de importación de productos.

El libre acceso a la infraestructura portuaria y los ductos se estableció desde el 1 de Agosto de 1998, cuando las cuatro mayores empresas publicaron el acuerdo donde se comprometen a dar libre acceso a sus terminales privados.

España- el mercado de combustibles está regulado por la Comisión Nacional de Energía. Existen cuatro empresas que abastecen más del 90% del consumo nacional lideradas por Repsol. El gobierno mantiene libertad de precios en la mayoría del territorio pero regula las tarifas en las zonas donde existe monopolio. No hay restricciones a la importación de combustibles líquidos.

La Compañía Logística de Hidrocarburos es un consorcio conformado por los mayores jugadores del mercado y es dueña de la mayor parte de la infraestructura de importación nacional. Este consorcio funciona como una empresa transportadora que vende los servicios a todos los jugadores del mercado en condiciones de imparcialidad.

Adicionalmente para la infraestructura restante de privados existe legislación que regula el libre acceso de terceros a la misma.

Estados Unidos- Posee un sistema de distribución y transporte abierto. La FERC es la agencia encargada de regular las tarifas de transporte por ductos. En materia de importaciones, no existen restricciones pero deben ser declaradas con fines impositivos en algunos estados.

Existen numerosas facilidades de importación propiedad del gobierno, empresas públicas y privadas. Los terceros tienen garantía de acceso a los puertos de importación propiedad del gobierno aunque ellos deben contar con sus propias facilidades para la remoción del producto de los puertos. El acceso a los terminales de los agentes privados depende de las condiciones de mercado. Por otra parte está garantizado el acceso a los ductos estatales para cualquier agente del mercado, aunque existen procedimientos de asignación de capacidad en caso de saturación de los mismos. Las tarifas de transporte son iguales para todos los usuarios (aunque se aceptan algunos descuentos por volumen). La FERC aprueba las tarifas conforme el costo de transporte más una tasa razonable de retorno. Cada vez que se aprueba una tarifa se tiene que agotar un periodo de consulta pública.

Francia- La industria de refinación y distribución es dominada por cuatro empresas lideradas por Total, Shell, BP y Exxon entre otros. En el mercado de distribución de combustibles los hipermercados poseen la mayor participación del mercado. No existe ninguna restricción a la importación de combustibles además de las regulaciones de calidad.

En materia de acceso a la infraestructura de transporte la regulación establece el libre acceso de terceros a la misma y la Agencia de Oleoductos controla y vigila las tarifas para garantizar la imparcialidad y conformidad de las mismas con el mercado.

Chile- Existe libertad de precios a lo largo de toda la cadena aunque hay restricciones a la comercialización pues solamente distribuidores registrados están autorizados a comprar producto a las refinerías. Hay libertad de importación de productos refinados

Las facilidades de transporte son operadas por una empresa propiedad en su mayoría de ENAP. Aunque cualquier empresa en teoría puede importar derivados del petróleo, no existe ninguna regulación explícita que garantice el libre acceso a la logística de distribución. No se han puesto en práctica medidas para hacer efectivo que las terminales marítimas privadas tengan que compartir sus instalaciones con terceros.

Brasil- La experiencia de Brasil es interesante en la medida que se asemeja en muchos aspectos al caso colombiano; en particular por la presencia histórica dominante de una empresa estatal, y un cambio regulatorio promoviendo la apertura del sector. A continuación se resumen los mecanismos establecidos para promover la apertura del mercado:

- Clara definición de la figura de transportador en la regulación y sus responsabilidades. El transportador no puede comprar ni vender productos
- Libre acceso a los ductos existentes con prioridad para los propietarios de los tubos. Se realiza una programación mensual de las necesidades de transporte del propietario, se determina la capacidad disponible y se oferta entre los diferentes agentes. Los interesados en comprar pueden hacer solicitudes hasta 15 días antes de mes siguiente y el transportador tiene tres días para aprobar las solicitudes o negarlas justificando los motivos de la misma
- Existen contratos y solicitudes de transporte en firme e interrumpibles
- Libertad en el plazo de los contratos en firme. Los contratantes de la capacidad en firme la pueden revender en un mercado secundario de transporte
- El transportador puede rechazar productos por calidad
- Con el animo de no desestimular las nuevas inversiones en infraestructura por parte de productores, en la construcción de ductos nuevos se da preferencia al transportador – propietario por 10 años sobre la capacidad total operacional de las mismas
- Las tarifas de transporte son establecidas por el Transportador y no pueden ser discriminatorias. La ANP puede de fijar los valores en caso de que reciba reclamaciones justificadas de prácticas incompatibles con el open access del mercado.

Experiencias Internacionales Relevantes - Resumen

	Argentina 	Australia 	España 
Estructura del mercado	<ul style="list-style-type: none"> Regulador: Secretaría de Energía Mercado dominado por cuatro empresas Históricamente precios liberados, actualmente controlados con esquema de retenciones a la exportación Integración vertical permitida 	<ul style="list-style-type: none"> Industria dominada por cuatro productores integrados verticalmente Los distribuidores operan sobre la base de un mercado libre 	<ul style="list-style-type: none"> El mercado está regulado por la Comisión Nacional de Energía La capacidad de refinación es controlada por cuatro empresas con predominancia de Repsol Libertad de precio de combustibles aunque el gobierno determina las tarifas de venta en regiones con monopolio del mercado
Políticas de Open Access	<ul style="list-style-type: none"> A partir del 1999 los propietarios de la infraestructura tienen la obligación de ofertar su capacidad disponible Asignación prorata cuando demanda es mayor que la oferta Libre acceso a puertos en concesión Existencia de puertos privados 	<ul style="list-style-type: none"> Acuerdo de libre acceso a la infraestructura entre los cuatro compañías más grandes del país No restricción a la importaciones de combustibles líquidos 	<ul style="list-style-type: none"> Un consorcio controla la infraestructura de transporte Libre importación de combustibles Libre acceso a la infraestructura por parte de terceros No hay restricciones de integración vertical

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Experiencias Internacionales Relevantes – Resumen (cont.)

	Estados Unidos 	Francia 	Chile 
Estructura del mercado	<ul style="list-style-type: none"> ■ Es el consumidor de combustibles mas grande del mundo ■ La FERC regula las tarifas de transporte por ductos ■ Controles de precios eliminados desde 1981 ■ Diferentes tipos de contratos entre productores y distribuciones (diferencias en volumen, continuidad, duración, etc) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Industria de refinación combinada por cinco empresas ■ Los hipermercados dominan la red de distribución de combustibles ■ Precios libres en toda la cadena 	<ul style="list-style-type: none"> ■ El mercado de los combustibles líquidos es dominado por tres empresas. ■ Precios libres ■ Solo los distribuidores pueden comprar a las refinerías. ■ Hay libertad de importación de combustibles
Políticas de Open Access	<ul style="list-style-type: none"> ■ Requerimiento de licencia de importación de combustibles líquidos en ciertos estados para fines impositivos ■ Facilidades de importación son de propiedad del gobierno o de compañías públicas y privadas. Los terceros tienen acceso a las facilidades públicas pero sujetos a su capacidad de remoción del producto ■ Libre acceso a los ductos interestatales, tarifa regulada. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ No hay restricción a la importaciones de combustibles ■ Libre acceso a los oleoductos ■ No hay restricciones a la integración vertical ■ La Agencia de oleoductos controla las tarifas de acceso a los mismos. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Acceso libre tercero de terceros a la infraestructura pero no se ha utilizado de la forma esperada por falta la regulación para la operatividad de los puertos y ductos. ■ Los terminales marítimos son de propiedad pública

Fuente: Análisis Arthur D. Little

En el caso de Colombia, ECOPETROL tiene presencia dominante en la producción y distribución de combustibles líquidos en el país. Esta empresa es dueña del 80% de la infraestructura existente de transporte y de los principales terminales portuarios por donde se realizan la importación y exportación de combustibles líquidos.

En materia de regulación, el Código de Petróleos establece que el transporte y la distribución de petróleo son un servicio público y que las personas que ejerzan esta actividad deberán seguir los reglamentos establecidos por el gobierno en función del interés general.

Adicionalmente, la Ley 681 de 2001 declara el acceso abierto de terceros a los poliductos propiedad de ECOPETROL y el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 180230 de 2006 establece los cargos por distancia para el transporte por poliducto. Sin embargo a la fecha estas medidas no han sido efectivas para promover el acceso abierto pues no se ha reglamentado el mismo operacionalmente.

El Ministerio de Minas y Energía ha venido trabajando en un reglamento de transporte que promueve el acceso abierto total a la infraestructura, que estaría cercano a ser emitido y aprobado durante este año. Conforme a la revisión del borrador del documento, en el nuevo sistema el transportador debe mantener su actuación independiente de las demás actividades que desarrolle en la cadena de combustibles y permitir el libre acceso a los poliductos. Las tarifas son aprobadas por la autoridad de regulación y además son revisables cada cuatro años y reajustables anualmente. La asignación de la capacidad disponible en caso de que se presente una mayor demanda de transporte a la capacidad ofertada deberá ser prorrateada conforme a los volúmenes solicitados.

En materia de nuevas inversiones el borrador de manual establece que aunque la expansión del poliducto es responsabilidad del transportador y será remunerada mediante la tarifa, el transportador también debe permitir nuevas conexiones siempre y cuando no afecten sus estándares de operación. En materia de nominación se establece que se realizarían planes de nominación mensuales aunque los procedimientos específicos del proceso serán definidos por el transportador en su Manual de Operación del Servicio (MOS) al igual que los demás procedimientos de operación.

Consideramos que el enfoque propuesto aborda correctamente la mayor parte de los problemas identificados, aunque se identifican algunos aspectos que podrían ser revisados/analizados para dar una respuesta satisfactoria al mismo:

- Acceso a los Terminales Portuarios:

La creación de condiciones de libre acceso al sistema de transporte por poliductos para la importación de combustibles implica igualmente el libre acceso a los sitios e instalaciones portuarias que permiten la importación de producto.

El acceso a los sitios e instalaciones portuarias se encuentra reglamentado bajo el marco de la Ley 1 de 1991 Estatuto de Puertos Marítimos. La ley señala como autoridades portuarias el CONPES, quien aprueba los planes de expansión; el Ministro de Obras Públicas y Transporte quien programa, evalúa y ejecuta en coordinación con la Superintendencia los planes de expansión.

La Ley establece que la creación, el mantenimiento y el funcionamiento continuo y eficiente de los puertos son de interés público. Los servicios se prestan a través de sociedades portuarias, oficiales, particulares y mixtas y los operadores portuarios que desarrollen actividades en los puertos de servicio público. Dichos servicios se prestan de acuerdo con reglas de aplicación general, orientadas a evitar privilegios y discriminaciones entre los usuarios de sus servicios.

Un puerto de servicio privado es aquel en donde sólo se prestan servicios a empresas vinculadas jurídica o económicamente con la sociedad portuaria propietaria de la infraestructura. Entre varias, se consideran actividades portuarias la construcción, operación y administración de puertos y terminales portuarios y, en general, todas aquellas que se efectúan en los puertos y terminales portuarios, en las construcciones que existan sobre las playas y zonas de bajamar, y en las orillas de los ríos donde existan instalaciones portuarias.

Para prestar los servicios, sean públicos o privados se debe contar con una concesión portuaria, en virtud del cual la Nación permite que una sociedad portuaria ocupe y utilice en forma temporal y exclusiva las playas, los terrenos de bajamar y zonas accesorias a aquéllas o éstos, para la construcción y operación de un puerto, a cambio de una contraprestación económica a favor de la Nación, y de los municipios o distritos donde operen los puertos.

La ley define el carácter de monopolio natural a un puerto cuando su capacidad es tan grande, en relación con la de otros puertos que sirven a la misma región, que puede ofrecer sus servicios con costos promedios inferiores a los de los demás.

Actualmente, todos los puertos marítimos habilitados para importación de combustibles son sociedades portuarias de servicio privado, sin acceso libre ni tarifas públicas. Considerando la naturaleza de monopolio natural de los poliductos, es evidente, en el caso colombiano, que el sitio portuario y la infraestructura asociada a dichos ductos es también un monopolio natural que requiere del libre acceso para facilitar la competencia y asegurar el abastecimiento por parte de terceros diferentes a proveedor vinculado a la sociedad portuaria poseedora de la concesión.

En este sentido, es claro que para que el Reglamento de Transporte por ductos tenga un potencial efectivo de aplicación se requiere de una reglamentación complementaria en el ámbito de los servicios portuarios por parte de las autoridades competentes.

Para avanzar en esa dirección, se propone que el MME lidere, con la participación de las autoridades portuarias, un proceso de análisis jurídico y técnico relacionado con la reglamentación del acceso a los servicios portuarios actuales (incluye la evaluación de la posibilidad de cambio de condiciones en las concesiones actuales y del requerimiento de conversión de puertos de servicio privado a servicio público y la interacción entre estos servicios y los de transporte por poliductos), y la elaboración de una propuesta de reglamentación. El análisis jurídico debe evaluar la posibilidad de que la reglamentación sea expedida por el Gobierno Nacional al amparo de la Ley 681 de 2001, la cual establece el artículo 13 lo siguiente:

El sistema de transporte por poliductos de propiedad de Ecopetrol se declara de acceso abierto a terceros. Igualmente se integran al sistema de transporte los poliductos Pozos Colorados-Galán y Buenaventura -Yumbo, los cuales también se declaran de acceso abierto. Ecopetrol garantizará el acceso a terceros al transporte de productos por el sistema de poliductos, con base en el principio de no discriminación. El Gobierno reglamentará lo dispuesto en este artículo.

▪ Manual de Operación de Servicios (MOS):

Conforme a la propuesta de reglamento revisada el transportador deberá elaborar el MOS una vez se expida el reglamento de transporte. En este manual se establecerán los siguientes procedimientos:

- Definición de las especificaciones de calidad y los procedimientos para la verificación de las mismas
- Condiciones técnicas y medición de los combustibles transportados: puntos de recepción y entrega y las responsabilidades del transportador.
- Procedimiento de reclamaciones y modificación del mismo

Dada la importancia que el MOS tendrá en la definición de los procedimientos operativos y obligaciones de las partes consideramos que este debe ser expuesto a los comentarios de la industria de la misma forma en que se ha hecho con el borrador del reglamento de transporte para garantizar la imparcialidad y la operatividad frente a todos los agentes del mercado.

3.2.3.2. *Consideraciones sobre Contratos de Exploración y Producción en materia de abastecimiento de crudo*

De la misma forma en que se analizaron las disposiciones del contrato de Exploración y Producción para el abastecimiento de Gas, realizamos un análisis de las disposiciones en materia de priorización del abastecimiento interno de petróleo crudo y productos refinados. En este sentido encontramos que es común encontrar en el cuerpo legislativo de países exportadores de petróleo y en los contratos de exploración y producción reglados por aquéllos, provisiones que directa o indirectamente garantizan el abastecimiento al mercado doméstico en situaciones de escasez. Hemos seleccionado como experiencias los casos de Canadá, Brasil, Trinidad y Tobago y Nigeria como una muestra representativa de países exportadores de hidrocarburos que a pesar en algunos casos de situaciones políticas de riesgo, cuentan con una gran cantidad de inversión extranjera en el sector de hidrocarburos.

– Canadá.

En Canadá, la exportación tanto de crudo como de gas natural requiere además de la aprobación del organismo local competente, la obtención de una licencia de exportación otorgada por el National Energy Board (el “NEB”) y la aprobación por el Governor in Council²⁷. Tres son las circunstancias que el NEB evaluará para resolver si otorgará o no una licencia: (i) todas aquellas “que aparezcan como relevantes”; (ii) si las cantidades de crudo o gas natural a exportar no exceden el remanente disponible luego de cubrir la demanda razonablemente previsible de Canadá, teniendo en cuenta la tendencia en el descubrimiento de petróleo y gas de Canadá; y (iii) cuando el petróleo o el gas natural sea exportado y subsiguientemente importado, buscando la equitativa distribución del mismo en Canadá²⁸. El NEB, además, posee el poder de revocar o suspender una licencia cuando el licenciatario hubiera violado una condición de la licencia o si en su opinión la conveniencia y necesidad pública lo requirieren.

– Brasil

En Brasil, toda operación de importación o exportación de hidrocarburos debe ejecutarse de acuerdo a las directivas del Consejo Nacional de Política Energética, que deben ser establecidas por aquel organismo a fin de satisfacer las necesidades del consumo doméstico de petróleo y sus productos, de gas natural y condensado y asegurar el adecuado funcionamiento de la Sistema Nacional de Estoques de Combustibles (SINEC) y el cumplimiento del Plan Anual de Estoques Estratégicos de Combustibles²⁹. Asimismo, la Agencia Nacional de Petróleo (“ANP”) es responsable de implementar la política energética nacional, con especial atención para garantizar

²⁷ Artículo 116, *National Energy Board Act*, y Artículo 4, *National Energy Board Act Part VI (Oil and Gas) Regulations*. Judith A. Snider, “Drafting Gas Sales Contracts to Meet Canadian Regulatory Requirements”, 6 Nat. Resources & Env’t 29, 29-31, 55-56 (Spring 1992).

²⁸ Artículo 118, *National Energy Board Act*.

²⁹ Ley 9478 (modificada en 2005), Artículos 2(V) y 60. El Sistema Nacional de Estoques de Combustibles fue creado por Ley 8.176/1991.

el suministro de petróleo, gas natural y bio-combustibles en todo el territorio de Brasil³⁰.

El Modelo de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de Petróleo y Gas Natural 2007, redactado para la novena rueda de licitaciones, faculta a la ANP a ordenar al concesionario que satisfaga con la producción de petróleo y gas natural obtenida bajo la concesión, las necesidades del consumo local o la reserva estratégica de la Nación, en proporción a su participación en la producción nacional de petróleo y gas natural del mes anterior al mes de entrega, en tanto (i) sea necesario limitar las exportaciones a raíz de una emergencia nacional que pueda poner en riesgo el suministro local, decretada por el Presidente de la República y/o el Congreso Nacional, y (ii) la ANP hubiera enviado una nota escrita al concesionario con treinta (30) días de anticipación, comunicando dicha medida³¹.

– Trinidad y Tobago.

La ley de petróleo de Trinidad y Tobago dispone que en supuestos de guerra o emergencia, cuya existencia será determinada únicamente por el Presidente de ese país, (i) el Presidente tendrá derecho de preferencia sobre todo el petróleo (incluyendo gas natural), productos de petróleo y petroquímicos producidos bajo la licencia otorgada bajo aquella ley durante el período de emergencia, (ii) el licenciatario deberá usar sus mayores esfuerzos para incrementar el suministro de petróleo (incluyendo gas natural), productos de petróleo y petroquímicos al Gobierno en la medida requerida por el Presidente, (iii) el licenciatario deberá transferir el petróleo (incluyendo gas natural), los productos de petróleo y los petroquímicos solicitados por el Presidente en el punto de embarque o almacenamiento en Trinidad y Tobago determinado por el Presidente, (iv) el precio que el Presidente abonará al licenciatario será igual al precio de mercado al momento y en el punto de entrega, y por último (v) el Presidente podrá tomar el control de las operaciones y las instalaciones del licenciatario, indemnizándolo por cualquier daño que el licenciatario sufra a causa de ello por un monto acordado por las partes o en su defecto resuelto a través de un arbitraje³². Las regulaciones sobre petróleo también facultan al Presidente a solicitar del licenciatario el total de su producción si las refinerías en Trinidad y Tobago poseen capacidad de refinación disponible³³. El Modelo de Production Sharing Agreement for Shallow Onshore and Shallow Marine Areas, 2006³⁴ incorpora aquella disposición legal y dispone además que el Presidente deberá

³⁰ Ley 9478 (modificada en 2005), Artículo 8(I).

³¹ Artículo 11.5. El Artículo 11.5 del Modelo de Concesión para la Exploración, Desarrollo y Producción de Petróleo y Gas Natural 2007, redactado para la octava rueda de licitaciones, dispone sustancialmente lo mismo.

³² Ley del Petróleo 1969 (consolidada al 2006), Artículo 36.

³³ Artículo 54, Regulaciones de Petróleo (consolidadas al 2006).

³⁴ El Modelo de *Production Sharing Agreement for Shallow Onshore and Shallow Marine Areas 2006* establece que en caso de guerra, inminente expectativa de guerra o grave emergencia nacional (de acuerdo al Artículo 36 de la Ley 1969), el Presidente podrá requerir al Contratante toda o parte de la producción de Petróleo (incluyendo gas natural) del Área del Contrato y requerir al Contratante que aumente tal producción en la medida requerida (Artículo 26.1). El precio que el Presidente deberá abonar por el

mantener completamente indemne al contratante durante el período que requiera toda o parte de la producción del Contratante, incluyendo todo daño razonable que sufra el Contratante como resultado de tal requerimiento³⁵. Asimismo, dicho modelo de contrato faculta al Ministro de Energía a solicitar al contratante, sin compensación, la entrega en separadores del gas natural asociado al petróleo que no sea utilizado por el Contratante en operaciones o en ventas, que pueda ser necesario para el bien público y en tanto su entrega no interfiera irrazonablemente con las operaciones del contratante³⁶.

– Nigeria

En Nigeria, en caso de emergencia nacional o guerra el Gobierno tendrá el derecho de preferencia sobre todo el petróleo (incluyendo gas natural) y los productos de petróleo obtenidos, comercializados o negociados bajo una licencia o un lease otorgados bajo la ley aplicable en materia de hidrocarburos³⁷. Este derecho habilitaría al Gobierno a solicitar del licenciatario o lessee que (i) produzca para el Gobierno productos de petróleo, en la medida que posea capacidad de refinación en Nigeria, y (ii) entregue a cualquiera persona con permiso para operar una refinería, la cantidad y calidad de petróleo crudo determinada por el Gobierno en la medida que el licenciatario o lessee posean crudo de esa calidad y en esa cantidad, debiendo el licenciatario o lessee utilizar sus mejores esfuerzos para aumentar todo lo posible el suministro de petróleo o productos de petróleo, o ambos, al Gobierno en la medida requerida por éste³⁸. El precio que el Gobierno deberá abonar por el petróleo (incluyendo gas natural) o los productos de petróleo requeridos por el mismo será igual (i) al valor razonable en el puerto de entrega, menos descuentos, a ser acordado por las partes, o (ii) si tal acuerdo no es alcanzado antes del ejercicio del derecho de preferencia mencionado, al precio justo en el puerto de entrega a ser acordado entre el Gobierno y el licenciatario

Petróleo requerido será igual (i) en supuestos de *arms length sales* de crudo, al precio de mercado en el Punto de Medición en dólares considerando las características del crudo y cualquier otra condición relevante; (ii) en supuestos de *non-arms length sales* de crudo, a un valor calculado en base al precio internacional de mercado de una canasta de crudos de referencia extensamente comercializados, similares en calidad al crudo que se pretende valorar, y a los demás principios sentados en el Artículo 20.5; (iii) en supuestos de *arms length sales* de gas natural, al precio de mercado en el Punto de Medición en dólares considerando las características del gas natural vendido y cualquier otra condición relevante, y deberá basarse en el mayor de los precios reales o calculados bajo los acuerdos aprobados por el Ministerio de Energía para entregas durante el mes calendario, (iv) en supuestos de *non-arms length sales* de gas natural, al valor calculado en base la mercado de destino, al precio del gas natural en tal mercado y costos de regasificación, transporte por barco, licuefacción, transporte por ducto, valores públicos fuera de T&T y otras consideraciones (Artículo 26.1 y Artículo 20; El Modelo de *Production Sharing Contract for Deep Onshore Areas 2006* posee una idéntica disposición en sus Artículos 26.1 y 20).

³⁵ Artículo 26.2 del Modelo de *Production Sharing Contract for Shallow Onshore and Shallow Marine Areas, 2006*. El Modelo de *Production Sharing Contract for Deep Onshore Areas 2006* posee una idéntica disposición en su Artículo 16.9.

³⁶ Artículo 16.9 del Modelo de *Production Sharing Contract for Shallow Onshore and Shallow Marina Areas, 2006*. Artículo 93, Regulaciones del Petróleo (consolidadas al 2006).

³⁷ Artículo 7.1(1), Ley Petrolera, 1969 (modificada).

³⁸ Segundo Anexo de la Ley Petrolera, 1969 (modificada), puntos 1 y 2.

o lessee, o falta de acuerdo entre estos, a través de una arbitraje³⁹. Por último, el Gobierno también se encuentra facultado para tomar los trabajos y las plantas del licenciataro o lessee, debiendo en tal caso compensar a éstos por todo daño derivado del ejercicio de esta facultad, por un monto a ser acordado por las partes o en su defecto determinado por medio de arbitraje⁴⁰.

En el caso colombiano, la prioridad del abastecimiento interno esta establecida en el Código de Petróleos (ley 1056 de 1953) en su artículo 58 donde se establecen para los contratistas de exploración y explotación de petróleos, la obligación de vender los crudos que sean requeridos para la refinación con destino al abastecimiento interno. No obstante, en el caso particular del artículo 215, la obligación de venta domestica se limita al 50% de la producción:

Artículo 58. La refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional.

Los concesionarios de explotación atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta, cuando el consumo de derivados del Petróleo lo exija, la materia prima necesaria para atender a dicho consumo, de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno.

Así mismo, conforme a lo dispuesto en el Artículo 154 del Decreto Ley 444 de 1967, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía determinar los volúmenes de producción que los explotadores de petróleo deben vender para la refinación en el país y fijar los precios correspondientes.

Artículo 154. El Ministerio de Minas y Petróleos determinará los volúmenes de producción que los explotadores deban vender para la refinación en el país y fijará los precios correspondientes

La Agencia Nacional de Hidrocarburos por su parte en los contratos de exploración y producción no ha incluido explícitamente la prioridad de asignación de hidrocarburos al mercado interno. En este sentido la Cláusula 29 establece que a partir del punto de entrega el contratista tendrá libertad de vender domestica o internacionalmente el crudo de su propiedad.

DISPONIBILIDAD DE LA PRODUCCIÓN: Los Hidrocarburos producidos, exceptuados los que hayan sido utilizados en beneficio de las operaciones de este contrato y los que inevitablemente se desperdicien en estas funciones, serán transportados por EL CONTRATISTA al Punto de Entrega. Los Hidrocarburos serán medidos en el Punto de Fiscalización conforme al procedimiento señalado en la cláusula 28 anterior y, basándose en esta medición, se determinarán los volúmenes de regalías a que se refiere el Capítulo V y los derechos de la ANH previstos en el Capítulo VI, así como los volúmenes que correspondan a EL CONTRATISTA. A partir del Punto de Fiscalización, y sin perjuicio de las disposiciones legales que regulen la materia, EL CONTRATISTA

³⁹ Segundo Anexo de la Ley Petrolera, 1969 (modificada), puntos 1 y 2.

⁴⁰ Segundo Anexo de la Ley Petrolera, 1969 (modificada), puntos 8 y 9.

tendrá libertad de vender en el país o de exportar los Hidrocarburos que le correspondan, o de disponer de los mismos a su voluntad.

No obstante el contrato E&P de la ANH establece que en caso de que se requiera la venta interna de crudo los precios para el abastecimiento interno los precios serán los dispuestos por el MME con base en el mercado internacional

PRECIOS PARA ABASTECIMIENTO INTERNO: Cuando EL CONTRATISTA sea requerido para vender su crudo para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios se calcularán con base en el precio internacional, en la forma establecida en la Resolución N° 18-1709 del 23 de diciembre de 2003 proferida por el Ministro de Minas y Energía, o en cualquier disposición legal o reglamentaria que la modifique o sustituya”.

En resumen, en el caso Colombiano existe la obligación de vender el petróleo crudo para la refinación y abastecimiento interno cuando se requiera. Sin embargo consideramos que dicha disposición debe quedar explícita en los contratos E&P de la Agencia Nacional de Hidrocarburos para el caso de situaciones extremas o emergencias al igual que en situaciones en que la producción no sea suficiente para el consumo interno.

3.2.3.3. Coordinación sector de Combustibles Líquidos – Electricidad

En Colombia, a raíz del Cargo por Confiabilidad, la generación con base en combustibles líquidos ha adquirido especial importancia. La problemática en la coordinación de Combustibles Líquidos – Electricidad esta en que aunque la mayoría de los generadores eléctricos están adecuados para generar con combustibles alternos al gas natural como requisito para acceder al cargo por confiabilidad, aun no esta reglamentado el uso de lo mismos durante el redespacho. En la sección de Gas Natural se analizaron los conflictos que se presentan durante el redespacho con las plantas térmicas a gas debido a los tiempos que estas requieren para hacer su propia re-nominación de consumo de gas ante el transportador y suministrador y el periodo de tiempo con que opera el Centro Nacional de Despacho. En este sentido consideramos que es posible tomar dos acciones que podrían mejorar la coordinación de los sectores con repercusiones positivas en la confiabilidad del sector eléctrico y de Gas Natural:

Flexibilizar el uso de los combustibles alternos durante el redespacho

Dado que durante el redespacho existen dificultades en el plazo de 6 horas para que los generadores confirmen la re-nominación, una alternativa podría ser que se redespache fuera de mérito con combustible líquido mientras se confirma la re-nominación. De esta forma se podría aprovechar la condición de las plantas de generación duales reconociendo el incremento en el precio generado por el uso de los combustibles alternos y se superaría la limitación de corto plazo en el sistema de transporte de gas.

Regular el seguimiento a los inventarios de Combustibles Líquidos

De acuerdo con información entregada por los generadores para el Cargo por Confiabilidad, aunque la mayoría están adecuados para generar con combustible alterno, lo que se observa es que mantienen bajos inventarios de combustible líquidos como fue reportado en la “Declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC para la vigencia de diciembre de 2008 a noviembre de 2009” publicada por la CREG. En este sentido, como se observa en la siguiente tabla, aunque las plantas cuentan con capacidad de almacenamiento no hay una opción real de back up porque al presentarse algún evento de fuerza mayor, los generadores en algunos casos no tienen los inventarios físicos suficientes de combustible alterno para ser utilizados.

En respuesta a esta situación consideramos que dado que la CREG en la resolución 048 del 2002 establece que el CND puede solicitar a los agentes la información sobre las facilidades de conexión, almacenamiento y disponibilidad física del combustible que reporten como alterno se debería establecer mecanismos para monitorear el estado de los inventarios de líquidos de forma que los generadores cuenten con una real capacidad de generación alterna y se regule la opción de redespacho bajo requerimiento de mayor generación a gas con combustible líquido (ver sección sobre gas natural).

Capacidad de Almacenamiento e Inventarios Plantas Generadoras Duales

Planta	MW	Combustible	Capacidad almacenamiento	
			Galones	MBTU
BARRANQUILLA 3	60.0	FO 6	1,998,780	
BARRANQUILLA 4	60.0	FO 6	1,998,780	
Termocandelaria 1	157.0	FO 2		92,400
Termocandelaria 2	157.0	FO 2		92,400
Termocandelaria CC	483.0	FO 2		184.800
Cartagena 1	60.8	FO 6		45,633
Cartagena 2	61.6	FO 6		-
Cartagena 3	65.9	FO 6		34,149
Termoemcali	212.8	FO 2	1,000,000	
Termovalle	205.0	NA		197,525
Termocentro CC	275.6	NA		142,800
Flores I	152.0	F O 2		10,162
Flores 2	107.0	F O 3		42,474
Flores 3	169.0	NA		
Proeléctica	90.0	NA		
Tebsa	750.0	NA		
Termoyopal 2	29.7			
Termomerilectrica	167.0	NA		
Termosierra CC	339.0	ACPM	1,207,462	
Termodorada	45.2	NA		
TOTAL INSTALADO	3,164.6			
TOTAL CON DUAL	45%	1,433.1		

Fuente: Elaborado con base en CREG, Declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC para la vigencia de diciembre de 2008 a noviembre de 2009, Bogotá, abril 7 de 2008. Análisis Arthur D. Little

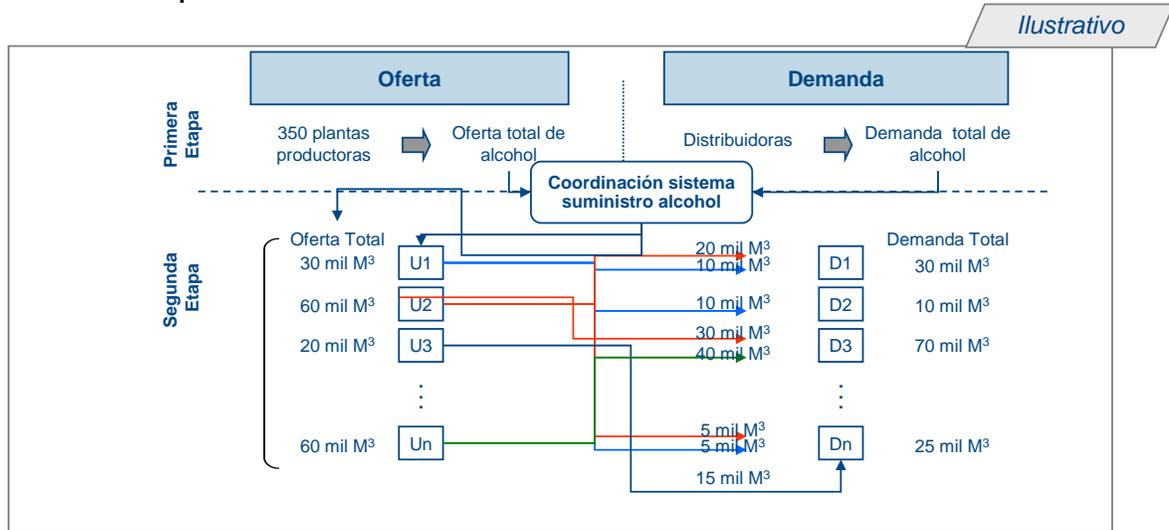
En resumen para lograr una mejor coordinación entre los sectores de combustibles líquidos – electricidad recomendamos:

- Flexibilizar el uso de combustibles alternos durante el redespacho para usar efectivamente la capacidad dual de generación de las termoeléctricas.
- Monitorear y regular los inventarios mínimos de combustibles líquidos en las plantas de generación duales para hacer efectiva la capacidad de utilización de combustibles alternos durante emergencias.

3.2.3.4. Coordinación Combustibles Líquidos – Biocombustibles

Con base en las entrevistas mantenidas con agentes y entidades del sector, uno de los aspectos señalados con potencial de afectar el abastecimiento de biocombustibles es la falta de coordinación que pudiera darse entre productores de biocombustibles y distribuidores mayoristas. Estas fallas se han dado principalmente ante la entrada de nuevas zonas a la mezcla obligatoria, por tratarse de una actividad relativamente embrionaria. Dada la extensa experiencia y tratándose de uno de los mercados de biocombustibles más desarrollados a nivel mundial, hemos revisado la experiencia de Brasil en esta materia. Durante algún tiempo se utilizó en este mercado un esquema transitorio de planeamiento del suministro de biocombustibles según se describe (a modo ilustrativo) en el siguiente diagrama:

Mecanismo de planeamiento de distribución del Alcohol - Brasil



Fuente: Análisis Arthur D. Little

El mecanismo consistía básicamente en la agregación de oferta y demanda, mientras se consolidaban las relaciones entre estos dos sectores. Las principales funciones eran:

- Consolidar y actualizar la base de datos de todos los productores de etanol y su capacidad de producción.
- Consolidación de las demandas de los distribuidores por región

- Distribución de la producción disponible entre los demandantes y asignación de la misma en casos de escasez.

En el caso de Colombia recomendamos que se establezca un mecanismo temporal de coordinación entre los mayoristas y los productores de biocombustibles el cual podría ser de utilidad hasta que el sector presente un mayor nivel de madurez.

3.3. Medidas de Mitigación

En los sectores de combustibles líquidos, GLP y biocombustibles, los principales riesgos operacionales identificados (en términos de probabilidad de ocurrencia e impacto potencial) fueron:

1. Parada Completa de Barrancabermeja
2. Parada parcial de cualquiera de las refinerías
3. Interrupción del transporte por los poliductos centrales
4. Cierre de una terminal marítima
5. En materia de Biocombustibles: fallas en las destilerías y en la red de distribución de los mismos

Como se describió anteriormente, las medidas de mitigación fueron clasificadas en medidas de (incremento transitorio) en la oferta y medidas de (reducción transitoria) en la demanda. Estas últimas serán abordadas en el cuarto informe

Recomendaciones de Mitigación - Resumen

	Objetivo	Propuesta	Aspectos Clave
Oferta	Redundancia de Infraestructura	Holgura en la capacidad de importación	<ul style="list-style-type: none"> ■ Necesidad de holguras ante eventos imprevistos
		Promoción de la infraestructura de importación de GLP, Biocombustibles y Jet	<ul style="list-style-type: none"> ■ Definición de posibles inventarios requeridos en puertos y transporte ■ Mecanismos de promoción de esos inventarios
	Almacenamiento	Almacenamiento estratégico	<ul style="list-style-type: none"> ■ Que es? ■ En cabeza de quién? ■ Remuneración ■ Niveles requeridos ■ Localización ■ Crudo vs. producto
		Almacenamiento de GLP	<ul style="list-style-type: none"> ■ Monitoreo tras cambio regulatorio de los niveles de inventario ■ Evaluación necesidad de inventarios estratégicos en caso de contingencias
Demanda	Medidas de restricción de demanda	Planes de priorización ante situaciones de emergencia	<ul style="list-style-type: none"> ■ Priorización de sectores
	Sustitución de combustibles	Sustitución de líquidos por gas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Capacidad de sustitución inmediata en el parque automotor: (Camiones de combustibles diesel) ■ Mecanismos de comunicación: señales

A ser desarrollado en próximo entregable

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Existen del lado de la oferta dos medidas principales que pueden ayudar a mitigar el impacto de eventos operacionales: la utilización de inventarios o la disponibilidad y utilización de capacidad de importación de cobertura

- **Infraestructura de importación de cobertura:** La confiabilidad de una cadena de suministro es mayor cuando cuenta con la infraestructura que le permite importar producto en situaciones de emergencia (esto es, capacidad disponible por encima de la requerida para atender déficit permanente de algún producto). Este tipo de inversiones están destinadas a atender la demanda en los casos en que las fuentes usuales de abastecimiento no son operativas.
- **Inventarios de productos:** Es la medida mas efectiva de confiabilidad de la oferta debido a que genera un colchón en días de suministro los cuales pueden ser usados por los consumidores mientras se restablecen las fuentes normales de suministro o llega el producto importado desde otros mercados (para lo cual obviamente se requiere de cierta capacidad de importación disponible). Al ubicarse cerca de los centros de consumo permiten una mayor velocidad de respuesta.

3.3.1. Redundancia en infraestructura de importación

Como se describió en la sección de Riesgos de Suministro, en caso de llevarse a cabo las ampliaciones en la infraestructura de importación previstas por Ecopetrol, el país estaría en condiciones de atender los volúmenes de importación requeridas (en caso de retrasos en las inversiones en refinación).

Sin embargo, la capacidad de importación es en general ajustada (excepto para diesel y gasolinas una vez finalizada la ampliación de capacidad de transporte desde Pozos Colorados).

3.3.1.1. Holgura en la capacidad de importación -Puerto de Buenaventura-

Ubicado en la costa pacifica colombiana, el Puerto de Buenaventura es utilizado para la importación y el transporte de cabotaje de productos refinados.

El puerto cuenta con una plataforma en tierra y por sus características de calado puede recibir buques con capacidad de hasta 240 kbls. El terminal de Buenaventura tiene una línea de descarga con capacidad de 800 bph y actualmente cuenta una capacidad de tancaje limitada, con 3 tanques para diesel de capacidades 50, 36 y 12 kbls y 3 tanques para gasolinas con capacidades de 50, 34 y 7 kbls. Dadas las restricciones para la descarga de producto el puerto solo puede recibir buques de máximo 110 kbls los cuales se descargan en aproximadamente 2 días.

Terminal de Buenaventura – Descripción general



Fuente: Análisis Arthur D. Little

El puerto se conecta con la terminal de Yumbo a partir de un poliducto con capacidad nominal de 12 kbld, con un tiempo requerido de viaje aproximado de 2.5 días.

La ampliación este puerto, tendría la ventaja de cercanía a la región oeste del país, la cual es bastante vulnerable por su distancia al puerto principal de importación. Sin embargo un análisis preliminar de la infraestructura disponible permite identificar los siguientes aspectos que serían necesarios para incrementar la capacidad de importación de este terminal:

- Almacenamiento: Teniendo en cuenta la capacidad de recepción del puerto, la adición de un tanque para diesel de aproximadamente 73 kbbls y un tanque para gasolina de 60 kbbls permitiría un mejor aprovechamiento del puerto. La inversión estimada para dos tanques de esta capacidad con techo flotante es de 4.5 MUS

De acuerdo a lo manifestado por ECOPETROL existen serias limitaciones al aumento de capacidad de almacenamiento en este puerto. En primero lugar existen restricciones físicas (falta de espacio) para la construcción de nuevos tanques, y aún en caso de que cierta expansión fuera posible la misma se vería dificultada por aspectos regulatorios (Plan de Ordenamiento Territorial). Sin embargo desde el punto de vista técnico se podría analizar la opción de construir los tanques en puntos cercanos al puerto donde se pueda hacer el trasiego de producto utilizando la capacidad de bombeo de los buques o eventualmente instalar bombas en el sistema que permitan hacer el trasiego a puntos cercanos al mismo.

- Descargue: una línea adicional de descarga buque – tierra permitiría reducir a la mitad los tiempos de descargue del buque en el puerto, la cual actualmente se encuentra en 2-3 días para cargueros de 110 kbls.
- Transporte: En materia de despacho es necesario evaluar la posibilidad de incrementar la capacidad transporte por el poliducto para mover volúmenes más grandes a los centros de consumo de la zona Oeste en caso de emergencia. Actualmente el poliducto Buenaventura – Yumbo solo permite mover 12kbl/d

Más allá de que sería favorable para el país contar con un nodo alternativo de importación de gasolinas y diesel que pudiera relevar a Pozos Colorados, el costo requerido para ampliar el terminal de Buenaventura podría resultar poco eficiente desde el punto de vista económico, considerando que su nivel de utilización sería poco significativo (debería darse un evento de indisponibilidad simultánea de la refinería de Barrancabermeja y el puerto de Pozos Colorados). Adicionalmente su ubicación en la costa Pacífica no le permitiría acceder rápidamente a los mayores mercados de Gasolina y Diesel pues Perú, Chile y Ecuador son deficitarios en combustibles.

En materia de remuneración, sería necesario establecer los mecanismos para promover la ejecución de dichas inversiones en caso que, como se espera, las economías resulten poco atractivas. Por lo tanto se tendría que establecer un mecanismo para que las inversiones en infraestructura de cobertura hicieran parte de los activos a remunerar a través de las tarifas como un cargo adicional de confiabilidad.

En resumen consideramos que dadas las bajas necesidades de importación de productos derivados (Gasolinas y Diesel) estimadas en los balances oferta demanda y la actual ampliación del puerto de Pozos Colorados, la inversión en ampliación de las facilidades en el puerto de Buenaventura que estarían sin utilizar la mayor parte del año no son prioritarias. Sin embargo de resolverse el problema de espacio y remuneración serían proyectos que sin duda aportarían confiabilidad. Consideramos que la ampliación de la capacidad de importación de Pozos Colorados en el corto y mediano plazo le da suficiente infraestructura de redundancia al país para la importación de combustibles líquidos en un punto de fácil acceso a mercados con excedentes (Costa del Golfo y Venezuela).

3.3.1.2. *Promoción de la Infraestructura de importación de GLP y Biocombustibles:*

Biocombustibles

La oferta doméstica de etanol se ha visto paralizada desde el mes de septiembre del año en curso por la falta de producción de caña de azúcar provocada por el paro laboral de los cortadores de caña en el Valle del Cauca.

Ante el inminente desabastecimiento de etanol se autorizó la importación del producto por parte de Ecopetrol, aunque la misma no ha sido posible debido a la ausencia de

infraestructura para esto⁴¹. Actualmente se han iniciado las labores para construir unas facilidades de almacenamiento que permitan el descargue de producto en el puerto de Cartagena. Es necesario establecer los mecanismos para apoyar el desarrollo de la infraestructura de importación que sirva de respaldo en casos de emergencia teniendo en cuenta los criterios que se describen a continuación:

- Capacidad de importación mínima equivalente al volumen consumido por la demanda prioritaria: Una vez que el Ministerio de Minas y Energía establezca los planes de priorización de la demanda en eventos de escasez, la capacidad de importación deberá ser equivalente a la demanda prioritaria
- Eficiencia en el uso de la infraestructura de distribución nacional
- Acceso a los mercados con excedentes de biocombustibles: Para el caso del etanol el mercado superavitario más cercano es Brasil; por lo tanto la ubicación en la costa atlántica sería favorable para el eventual abastecimiento externo.

GLP

El análisis de balance de GLP no arroja déficits mayores 2 kbld en los escenarios de extremos, por lo que desde el punto de vista de suministro en condiciones normales la infraestructura actual sería suficiente para manejar la importación de dichos volúmenes. No obstante, dado que la única infraestructura de importación se encuentra en Cartagena a continuación se presenta el análisis de posibles inversiones de confiabilidad para el sistema (situación que será mandatoria en caso de que aparezcan nuevos proyectos de inversión en petroquímica que provoquen un desbalance en el mercado).

Actualmente el puerto de Cartagena en el Atlántico está dedicado a la importación y exportación de combustóleo, GLP, Jet y otros derivados de petróleo. La capacidad de importación de GLP está limitada por la infraestructura de almacenamiento, la cual es de solamente 20 kbld. Dado que el consumo total del país es de 20,5 kbld, la capacidad de importación luce bastante limitada en casos de emergencia, teniendo en cuenta que equivale a un solo día de consumo nacional.

⁴¹ Adicionalmente Ecopetrol ha argumentado que la operación de importación no es viable desde el punto de vista económico con el actual esquema de precios y a los valores internacionales del etanol

Terminal de Cartagena



Tipo	Descarga	Capacidad	Buques	Despacho
Plataforma en Tierra	■ Una línea de descarga	■ Cap de tanques: N/D	20 kbl	■ Entre 30 y 40 kbd.

Fuente: Análisis Arthur D. Little

La capacidad de despacho del GLP desde el puerto de Cartagena al interior depende de la disponibilidad de carro tanques y el transporte a través del río Magdalena hacia la refinería de Barrancabermeja.

Consideramos que en el caso del GLP las inversiones en aumento de capacidad son prioritarias teniendo en cuenta que en la práctica no existe la forma de abastecer el mercado local en caso de interrupción severa en la infraestructura de suministro local. Una capacidad de tancaje mínima adicional de por lo menos 20 kbls le permitiría al país recibir buques con cargas entre 30 – 40 kbls de GLP suficiente para 2 días de consumo. Se estima que el costo de la inversión en los tanques adicionales sería del orden de los 2 millones de dólares.

Actualmente Ecopetrol cuenta en su plan de inversiones con un proyecto para la ampliación de la capacidad recepción de GLP en Cartagena, la cual espera aumentar para recibir buques de hasta 110 kbls. En materia de transporte, Ecopetrol tiene planeado construir un propanoducto desde Barrancabermeja hasta Cartagena con capacidad de entre 10 – 15 kbd el cual estaría básicamente dedicado a la evacuación del GLP de la planta de Cusiana para el uso petroquímico en la planta de Propilco en la Costa Atlántica, aunque tendría en principio flujo reversible. Consideramos que en caso de llevarse a cabo, estas inversiones resultarían efectivas para hacer frente a la vulnerabilidad existente en este producto. Por lo tanto resulta necesario hacer un seguimiento y monitoreo al desarrollo de estos proyectos para asegurarse de la ejecución de los mismos.

En resumen consideramos que las recomendaciones para ampliación de la capacidad de importación de GLP y Biocombustibles son:

- No consideramos prioritaria una inversión en el puerto de Buenaventura para otorgar mayor confiabilidad en el suministro de gasolinas y diesel, debido a que las ampliaciones previstas en Pozos Colorados le daría suficiente infraestructura

de redundancia al país para la importación de combustibles líquidos en un punto de fácil acceso a mercados con excedentes (Costa del Golfo y Venezuela)

- Monitorear el avance del proyecto de Ecopetrol para la expansión de la capacidad de almacenamiento de GLP en Cartagena a 110 kbbls y el propano con el fin de identificar los cuellos de botella del proyecto y establecer planes de contingencia en caso de que las inversiones no se realicen
- Establecer y monitorear el cronograma de desarrollo del proyecto para la construcción de tanques que permitan las importaciones de Etanol. Dado que las inversiones en esta infraestructura servirían inicialmente solo como cobertura en caso de fallas o paros en las plantas destiladoras nacionales, se requiere establecer mecanismos que permitan la recuperación de las inversiones por parte del constructor

3.3.1.3. Almacenamiento Estratégico

El análisis almacenamiento estratégico está estructurado conforme al siguiente esquema:
1) Definición de Almacenamiento Estratégico, 2) Experiencias Internacionales 3) Recomendaciones para la definición del almacenamiento estratégico en Colombia.

3.3.1.3.1. Definición de Almacenamiento Estratégico

Existen dos tipos de almacenamiento:

- **Almacenamiento operativo y comercial:** definido como el inventario mínimo para mantener la operación adecuada en la cadena de abastecimiento. Este tipo de almacenamiento es calculado en el caso de Colombia con base en:
 - Inventario mínimo no bombeable a través de los poliductos: en el caso colombiano es calculados como 10% -15% de la capacidad no utilizable
 - Inventarios de trabajo: tiempo de reposición mínimo para la llegada de los baches
 - Variaciones inesperadas de la demanda de bajo impacto: Ecopetrol procura mantener un inventario equivalente a 1 – 1.5 días de consumo
 - Seguridad: abastecimiento para eventos críticos menores

La regulación Colombiana en el Decreto 4299 del 2005 estableció la obligación para los distribuidores mayoristas de mantener una capacidad de almacenamiento comercial equivalente al 30% de su consumo mensual promedio de los últimos doce meses lo que significa que los mayoristas mantienen una capacidad de almacenamiento aproximada de 9 días pero que no necesariamente mantiene inventarios efectivos. En materia de Biocombustibles los distribuidores mayoristas deben mantener inventarios físicos equivalentes a 10 días.

- **Almacenamiento Estratégico:** Definido como el inventario necesario para abastecer la demanda doméstica en caso de eventos mayores de interrupción de la oferta. Los criterios para la definición de almacenamiento son

- Concentración de la producción: nivel de dependencia de las importaciones de crudo, campo productor de crudo o refinería
- Acceso a mercados internacionales: tiempo mínimo necesario para la importación de combustibles o crudo del productor más cercano
- Infraestructura de distribución: tiempo de viaje del crudo o los combustibles desde los puertos de importación hasta los centros de procesamiento, distribución y consumo

Dado que los inventarios estratégicos son específicamente dedicados a la atención de emergencias mayores de interrupción de la oferta, existen en el mundo tres modelos para el manejo de los mismos:

- **Inventarios administrados por la Industria-** La mayoría de los gobiernos utilizan mecanismos regulatorios para la definición de los días mínimos de inventarios para importadores, refinadores, distribuidores y minoristas basados en las ventas, consumos o importaciones de años previos.

Este modelo tiene la ventaja de que en caso de emergencia los inventarios estratégicos pueden ser fácilmente distribuidos en los mercados debido a que ya se encuentran inmersos en la cadena de suministro. Sin embargo, la implantación de este esquema de inventarios requiere un alto nivel de fiscalización y control para garantizar que efectivamente los agentes cuentan con los inventarios previstos en la regulación. Actualmente 20 de los 28 países pertenecientes a la EIA han adoptado este sistema para cumplir con sus obligaciones de almacenamiento estratégico: Grecia, Italia, Suiza, Turquía, y Reino Unido son sólo algunos ejemplos

- **Inventarios centralizados por el Gobierno-** Bajo este modelo el gobierno se encarga de construir y mantener las facilidades donde se almacenan los inventarios estratégicos, los cuales son financiados a través de presupuesto nacional.

Este esquema asegura que el uso de los mismos sea exclusivamente para la atención de la demanda interna en casos de emergencia mayores. Sin embargo en caso de presentarse una interrupción de la oferta se requiere de una alta coordinación y disponibilidad de infraestructura para la distribución de los inventarios entre los agentes de la cadena. Algunos de los países que mantienen este esquema son Japón, Irlanda, Corea, Nueva Zelanda, Polonia y Estados Unidos.

- **Inventarios administrados por una agencia privada-** Algunos países han establecido agencias privadas independiente del gobierno, las cuales reciben el mandato de vigilar y administrar los inventarios estratégicos. La estructura de las agencias varía de acuerdo al país, algunas de ellas son patrocinadas por el gobierno (Bélgica, España, Hungría) y otras fueron creadas como iniciativa de la industria privada (Austria, Francia, Alemania).

3.3.1.3.2. *Experiencias Internacionales Relevantes*

Con el ánimo de ilustrar las estrategias que diferentes países han utilizado en la estimación de sus inventarios de crudo o de combustibles líquidos se analizó la experiencia de cuatro países con diversas características como se describe a continuación:

Canadá- País exportador neto de petróleo crudo con producción creciente proveniente de oil sands y off-shore. En materia de capacidad de refinería Canadá cuenta con abundante capacidad de refinación conformada por 19 refinerías con una capacidad total de 2 MMbld.

En materia de almacenamiento estratégico Canadá ha establecido que cada provincia es la directa administradora de sus recursos naturales aunque en casos de emergencia nacional existe una instancia federal denominada “Energy Supply Allocation Board” la cual esta encargada de administrar las situaciones de emergencia de desabastecimiento. Adicionalmente, dado el estatus de exportador neto de crudo y de productos refinados la regulación canadiense no contempla ninguna obligación de mantener inventarios estratégicos adicionales a los necesarios para la operación óptima del sistema de suministro por lo tanto los inventarios existentes se encuentran dispersos en la cadena de distribución.

El “Energy Supply Allocation Board” se reserva la facultad de administrar los inventarios existentes en caso de emergencia. Actualmente los inventarios operativos y comerciales se distribuyen 66% Crudo y 33% Combustibles Líquidos.

Estados Unidos- Este país es importador neto de petróleo crudo (65% de su consumo total en el 2006) pero cuenta con una abundante capacidad de refinación (17.2 MMbld) y de infraestructura de importación y exportación. El inventario estratégico es administrado por el Departamento de Energía y representa la mayor reserva estratégica mundial.

Estados Unidos mantiene dos tipos de reservas estratégicas: Petróleo Crudo y aceite para calefacción (heating oil). Las reservas de petróleo son centralizadas y por fuera de la red de distribución y están ubicadas en el golfo de México cerca del mayor centro de refinación y distribución del país y están estimadas en 90 días de consumo. Las reservas de Heating oil están ubicadas en la parte norte del país y están estimadas en 10 días de consumo. En ambos casos las facilidades de almacenamiento y los costos asociados a los inventarios son asumidos por el presupuesto federal.

Reino Unido: Es un importador neto de crudo desde el 2006 (9.2% del consumo total) pero cuenta con abundante capacidad de refinación conformada por 9 refinerías con capacidad 1.89 MMbld. Las reservas estratégicas del Reino Unido son administradas por la Secretaría de Estado, Comercio e Industria. A diferencia de los Estados Unidos en el Reino Unido los inventarios estratégicos no son centralizados y se mantienen en manos de los agentes de la cadena de distribución.

Actualmente el Reino Unido mantiene inventarios estratégicos en crudo y combustibles líquidos equivalentes a 67.5 días de producción para los refinadores y 48.5 días de ventas para los distribuidores. La remuneración de los inventarios es pagada por los consumidores. En caso de emergencia, la Secretaría de Estado administra los inventarios reduciendo el nivel de requerimiento de los mismos por los agentes conforme a la situación que se presente.

Noruega: Este país es exportador neto de petróleo con una producción decreciente desde el 2002. En materia de capacidad de refinación Noruega cuenta con dos grandes refinерías con capacidad de 310 kb/d las cuales destinan el 30% de su producción al mercado interno y el 70% se exporta. Conforme al acuerdo de la EIA los países exportadores de crudo no tienen obligación de mantener inventarios estratégicos.

El Ministerio de Petróleo y Energía es la entidad encargada de administrar los inventarios de petróleo y derivados. Recientemente Noruega adoptó un nuevo esquema de inventarios estratégicos exigiéndole a refinadores, mayoristas y minoristas el mantenimiento de 20 días de consumo de combustibles líquidos. Estos inventarios son remunerados por los consumidores a través de un pago adicional por galón. Aunque el país es exportador neto de crudo el gobierno decidió mantener inventarios líquidos como medida de mitigación debido a la alta concentración en el abastecimiento de combustibles en sólo dos refinерías.

Experiencias Internacionales Relevantes - Resumen

	Canadá	EEUU	Reino Unido	Noruega
Administrador	Cada provincia es dueña de sus recursos naturales. En caso de emergencia las cisiones son aceptadas por el <i>Energy Supply Allocation Card</i> .	Energy Department	Secretary of State for Trade and Industry	Minister of Petroleum and Energy
Número de Días	No existe obligación de mantener inventarios adicionales lo necesario para la operación. Sin embargo en emergencia se pueden regular conforme a la legislación vigente.	90 días de consumo de crudo (727 millones de Barriles) y 10 días de Heating oil	67,5 días para refinерías y 48,5 días distribuidores	20 días de ventas en el mercado doméstico
Ubicación del Inventario	A lo largo de la cadena de distribución	Golfo de México cerca de los mayores centros de refinación y distribución	En las refinерías y plantas mayoristas y minoristas	En las refinерías y plantas mayoristas y minoristas
Remuneración del Inventario Estratégico	Consumidor	A cargo de presupuesto federal	Consumidor	Consumidor
Tipo de producto	86% Crudo y 33% Combustibles Líquidos	Crudo y Heating Oil	Crudo y/o Combustibles líquidos	Combustibles Líquidos

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Del análisis de la experiencia internacional se puede concluir lo siguiente con relación al almacenamiento estratégico:

- Un factor determinante para definir la necesidad de mantener inventarios estratégicos en un país es el grado de dependencia de importaciones de crudo

- Sin embargo, en caso de países exportadores con alta concentración de la capacidad de refinación (caso similar de Colombia), se puede considerar conveniente contar con inventarios estratégicos en combustibles líquidos.
- La ubicación del inventario se da principalmente a través de los agentes de la cadena.
- La remuneración del inventario se realiza principalmente a través del pago del combustible por parte del consumidor.

3.3.1.3.3. Recomendaciones para la definición del almacenamiento estratégico en Colombia.

A la luz de la experiencia internacional antes analizada, en el caso colombiano es posible analizar este tema desde seis dimensiones como se describe a continuación:

Dimensiones del Almacenamiento Estratégico



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Identificación de los riesgos de desabastecimiento:

Conforme al análisis presentado en el primer informe una parada completa de refinería Barrancabermeja mayor a 3 días fue identificado como el riesgo con mayor impacto potencial debido a la alta concentración en esta fuente de suministro (80% de la oferta nacional) con probabilidad media – baja por causas como paro laboral, falla grave o atentado en alguna unidad principal.

De acuerdo a estándares de la industria, las refinerías de petróleo que no aplican rigurosamente procedimientos de seguridad de procesos (PSM por siglas en inglés) pueden estar sujetas a un riesgo entre 0.5 – 1% de tener accidentes catastróficos (>de 5

fatalidades) cada año, mientras que en los casos en que las refinerías adoptan y mantienen un PSM robusto este indicador se puede reducirse entre 50 y 90%.

Inventario de Petróleo vs. Combustibles Líquidos:

Consideramos que los siguientes factores permiten concluir que se deben mantener inventarios estratégicos en combustibles líquidos:

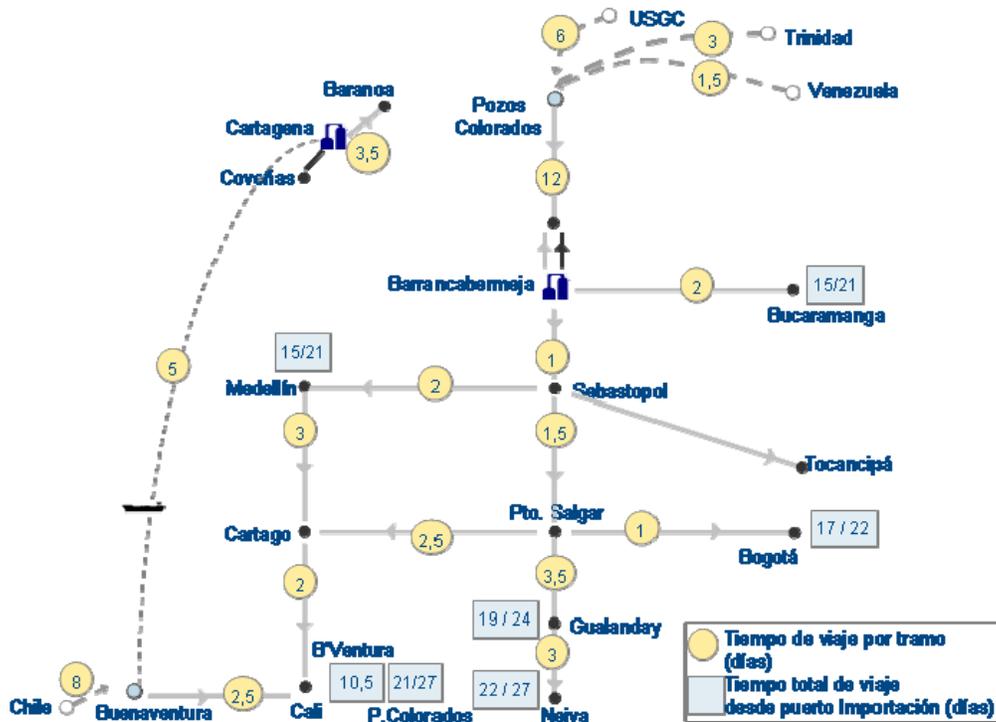
- Colombia es y continuará siendo durante algunos años, excedentaria en crudos lo cual le permite administrar su producción en casos de emergencia por eventuales problemas en algún campo productor.
- Cercanía a grandes centros refinadores mundiales (USGC, Venezuela): Dado que el principal puerto de importación nacional (Pozos Colorados) está localizado en la costa atlántica, en caso de problemas con el abastecimiento de combustibles líquidos, Colombia puede acceder a compra de productos en los mercados de los Estados Unidos, el Caribe o Venezuela.
- Dado que el principal riesgo operacional de desabastecimiento identificado esta en la alta concentración de la capacidad de refinación del país (parada completa de Barrancabermeja), este riesgo no sería mitigado con inventarios de crudo porque la refinería de Cartagena no estaría en capacidad de procesarlos para abastecer la demanda nacional.

Esta situación deberá ser revisada a la luz del éxito exploratorio, y en caso que el balance se torne deficitario podría se necesario considerar inventarios estratégicos de crudo.

Número de Días y Volúmenes:

La cantidad de días de inventarios estratégicos está determinada por los tiempos requeridos de reposición de productos desde fuentes alternativas. En el caso de Colombia dada la infraestructura de transporte de líquidos ubicada en la costa atlántica, las fuentes más cercanas de reposición de producto son el Golfo de México (Estados Unidos), Venezuela o algunas refinerías del Caribe. En el siguiente grafico se pueden observar los tiempos de transporte de productos (Diesel y Gasolinas) desde las fuentes alternas hasta los diferentes centros de consumo.

Días de reposición de producto

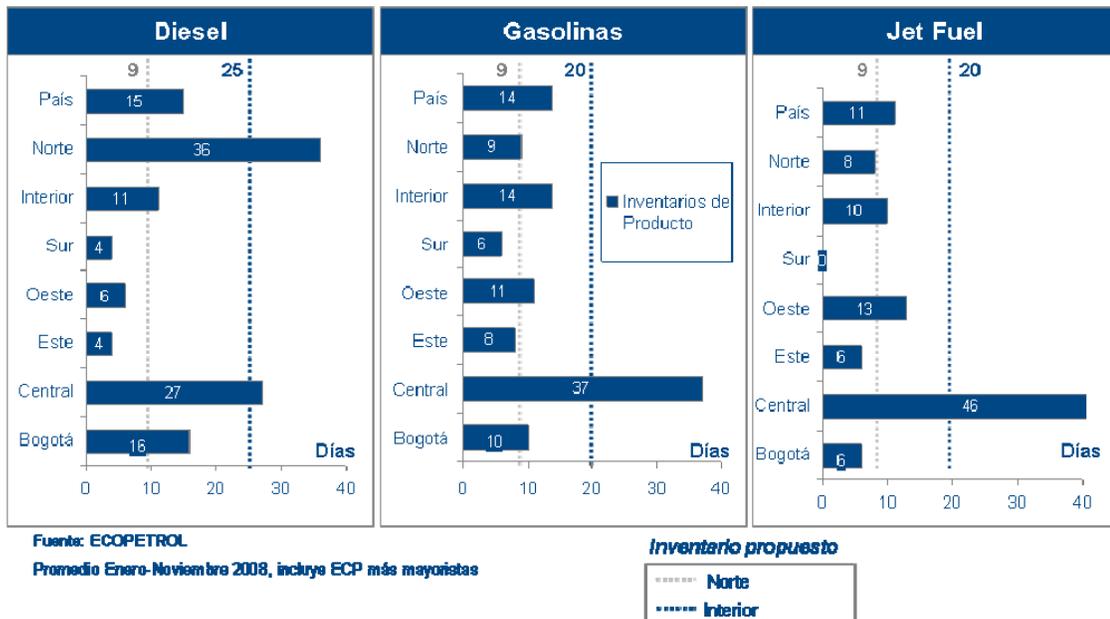


Fuente: Análisis Arthur D. Little

Como se observa en el gráfico anterior los mayores centros de consumo (en el interior) tardarían en promedio 20 días en recibir el producto. En este sentido es necesario comparar los inventarios actuales con los requeridos en caso de eventos mayores de interrupción de la oferta con el fin de determinar las necesidades de inventario adicional en dichas situaciones

Actualmente, la regulación Colombiana establece la obligación de mantener capacidad de almacenamiento equivalente al 30% de las ventas mensuales o 9 días de consumo pero no es vinculante en cuanto al mantenimiento de producto almacenado. Conforme a la información de Ecopetrol los días efectivos de inventarios nacionales de los mayoristas y propios de Ecopetrol en refinerías y terminales intermedios son los que se describen a continuación. En la gráfica siguiente ilustra el nivel de utilización de la capacidad de almacenamiento en las diferentes zonas definidas por Ecopetrol, incluyendo la de los mayoristas.

Inventarios de Producto 2008



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

Teniendo en cuenta los tiempos de reposición de productos, consideramos que los inventarios en la **zona norte** deberían ser equivalentes a **9 días de consumo para todos los productos** y los inventarios en **interior** deberían mantenerse en **20 días para gasolinas y jet** y **25 días para diesel** en toda la cadena de suministro.

Dada la vulnerabilidad del interior del país ante el mayor número de días requeridos para ser abastecido, consideramos que los inventarios adicionales deberían estar localizados en sur y oeste del país. El análisis regional de los inventarios por producto y por región será desarrollado en el informe IV en conjunto con los planes de contingencia de la demanda.

Como punto de partida, consideramos que, además de disponer de capacidad para 9 días de almacenamiento, los mayoristas deberían contar con dichos niveles de inventarios, aspecto que está pendiente desde el decreto 4299. Para esto será necesaria una revisión del margen mayorista de forma que se les permita a estos cubrir el costo financiero del capital de trabajo que implica mantener niveles de inventarios adicionales. El necesario seguimiento de los inventarios para la instrumentación de esta medida sería posible a partir de la implementación del SICOM.

Es importante tener en cuenta que el cálculo de los días mínimos de inventario estratégico es una variable dinámica que depende de los tiempos de reposición de producto desde fuentes alternativas y, en consecuencia, las expansiones o inversiones en capacidad de importación pueden hacer que este proceso sea más eficiente y que por lo tanto sean necesarios menos días de almacenamiento. El Ministerio de Minas con el soporte técnico

de la UPME deberá monitorear el cambio de dichas condiciones para mantener inventarios acordes a las necesidades del país

Uno de los aspectos centrales a ser analizados es en qué agentes debería recaer la responsabilidad del mayor número de días de inventarios propuesto, es decir, en cabeza de cual agente de la cadena estaría la responsabilidad de mantener los inventarios equivalentes a la diferencia de días entre los 9 que mantendrían los mayoristas y los 20 requeridos para el país. A continuación se describen tres alternativas para esto:

Mantenimiento de los Inventarios Estratégicos por los Mayoristas

Este esquema consistiría en incrementar los requerimientos de capacidad e inventarios por parte de los mayoristas en el interior para gasolinas y diesel (es decir, se adicionan a los 9 días el número de días necesario para completar un promedio de 20 en gasolinas y 25 días en diesel). Dicho requerimiento sería operativo únicamente para los terminales localizados en el interior del país teniendo en cuenta que, como se mencionó más arriba, la situación en la costa es significativamente más holgada debido a la facilidad para recibir producto importado.

La principal ventaja de este esquema es que los distribuidores mayoristas son los agentes mejor posicionados en la cadena para abastecer rápidamente los centros de consumo en casos de emergencia pues disponen de la infraestructura y competencias requeridas. Sin embargo, esta alternativa dejaría por fuera la capacidad de almacenamiento y de provisión de inventarios de los refinadores lo cual no sería económica ni técnicamente eficiente.

Mantenimiento de los Inventarios Estratégicos por el Refinador

Esta alternativa consiste en crear un requerimiento de inventarios mínimos para refinadores equivalentes a 11 días para gasolinas y jet y 16 para diesel en el interior.

Aunque no se dispone información desagregada al respecto, teniendo en cuenta la visión recogida de distintos agentes en cuanto a que los inventarios en terminales mayoristas son efectivamente inferiores a los 9 días, la observación de los inventarios totales en la cadena presentados en la gráfica anterior permite inferir que la diferencia entre los inventarios de los mayoristas y el total de la cadena es cubierta con inventarios de Ecopetrol. No es claro si los niveles actualmente mantenidos por Ecopetrol exceden los niveles requeridos para la operación (bacheo, y tiempos requeridos en estaciones de bombeo intermedias), y consideramos que será importante clarificar con la empresa el número de días requeridos en condiciones normales para la operación.

En caso de optarse por asignar a los refinadores la responsabilidad por los mayores niveles de inventarios sugeridos para la cadena, se deberá revisar la remuneración del productor para asegurarse que ésta permita remunerar el costo financiero del capital de trabajo adicional.

La ventaja de esta opción sería que Ecopetrol como mayor administrador de los inventarios nacionales podría fácilmente coordinar con el Ministerio de Minas el direccionamiento del abastecimiento a los sectores prioritarios en casos de emergencia.

Adicionalmente, bajo este esquema podría considerarse la conveniencia de utilizar el terminal de Tocancipá, actualmente en desuso, lo que implicaría menores necesidades de inversión. No obstante como desventaja identificamos que bajo este esquema la mayoría de los inventarios estarían concentrados en un solo agente, Ecopetrol.

Mantenimiento de los Inventarios Estratégicos por el MME

Esta alternativa consiste en la asignación del manejo de los inventarios estratégicos por parte del MME a los almacenadores previstos en el Decreto 4299.

Una vez determinadas las necesidades de inventarios adicionales el MME podría realizar un proceso competitivo para contratar los servicios de un almacenador encargado de construir o rentar la capacidad de almacenamiento necesaria y mantener y administrar los inventarios de producto estimado por región.

Bajo esta opción el MME modificaría la estructura de precios de la gasolina y el diesel creando un cargo adicional de seguridad. Este margen adicional sería cobrado por los mayoristas quienes a su vez girarían los recursos a una fiduciaria contratada por el MME encargada de la administración de estos dineros y del pago al almacenador designado.

Bajo esta opción todos los mayoristas (costa e interior) mantendrían el mismo nivel de inventarios y los refinadores por su parte solo tendrían la obligación de mantener los stocks necesarios para su operación. Adicionalmente, una ventaja de este esquema es que se permitiría la entrada efectiva de un nuevo agente (almacenador) en condiciones competitivas para la construcción y el mantenimiento de la capacidad adicional que resulte necesaria.

En resumen, consideramos que el país debería mantener inventarios equivalentes a 20 días de gasolinas y 25 días de diesel, incluyendo los inventarios operativos y comerciales, los cuales deberían estar distribuidos así:

- 9 días en almacenados por los mayoristas conforme a la capacidad de almacenamiento vigente y remunerada
- 5 días inventarios Operativos para los refinadores. El calculo definitivo de los inventarios operativos de refinería y transporte deberán ser definidos por los agentes y verificados por el Ministerio
- El resto asignados por el MME. Consideramos que habrían más ventajas desde el punto de vista de política energética (transparencia en la asignación del margen de seguridad y en la utilización de los inventarios en situaciones de emergencia) en que los días de inventarios adicionales para completar los niveles requeridos por zona fueran asignados y contratados directamente por el MME. Por otro lado la contratación por medio un mecanismo competitivo de los inventarios adicionales permitiría la participación de todos los agentes que posean ventajas de economías de escala para el mantenimiento de los inventarios adicionales.

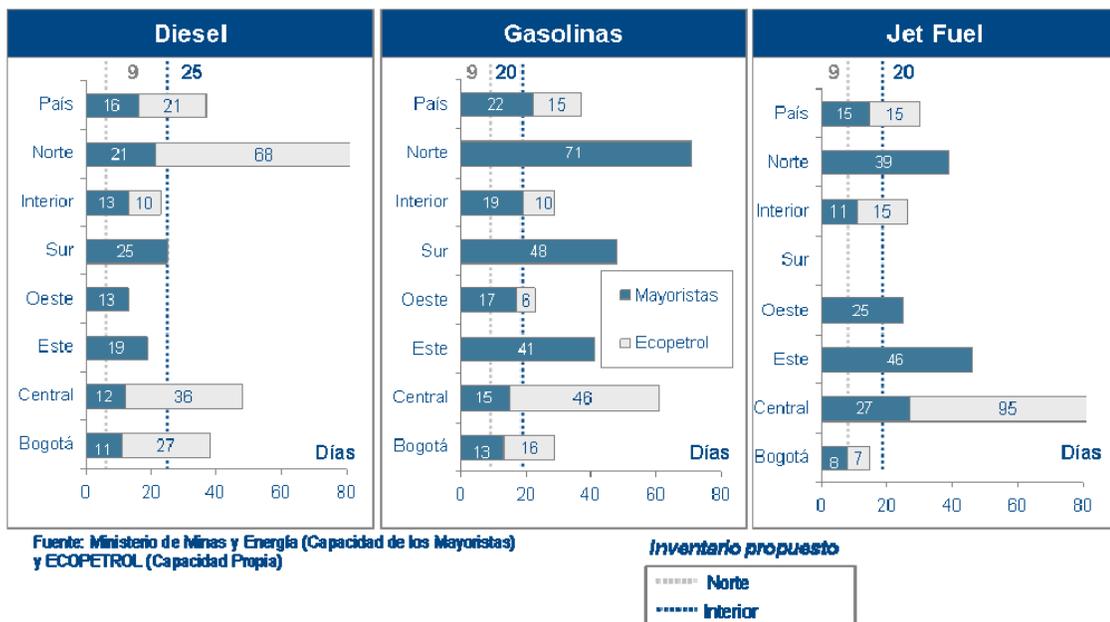
Utilización de los inventarios en caso de emergencia:

Dado que el Ministerio de Minas y Energía está encargado asegurar el abastecimiento, sería la instancia por ley encargada de regular y controlar la utilización de los inventarios estratégicos en situaciones de riesgo de desabastecimiento. Para el monitoreo, consideramos que podría realizarse utilizando como herramienta principal el SICOM.

Ubicación- Localización:

Consideramos que en el caso de Colombia se debe aprovechar al máximo la infraestructura existente, y por lo tanto no sería conveniente la figura de almacenamiento en facilidades aisladas como el caso de Estados Unidos (con altos costos económicos). La capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos del país se encuentra distribuida por zonas según se muestra a continuación (para mayor detalle del almacenamiento por planta revisar Anexo 2):

Capacidad de Almacenamiento 2008



Fuente: MME, Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

Para el caso de Diesel el país cuenta con una capacidad operacional de almacenamiento aproximada de 2.500 kbls equivalentes a 37 días de consumo. Al hacer el análisis regional la mayor capacidad de almacenamiento se encuentra en la zona Norte, debido a que el puerto de Pozos Colorados cuenta con tanques dedicados de alta capacidad para la recepción de producto los cuales pertenecen a Ecopetrol. Así mismo en las regiones Central y Bogota, Ecopetrol cuenta con significativa capacidad de almacenamiento ubicada en Tocancipá, Sebastopol y Salgar principalmente.

Los mayoristas cuentan con una capacidad de almacenamiento de diesel equivalente a 1.100 kbls o 16 días aproximados de consumo nacional. Regionalmente, todas las zonas cuentan con capacidad de almacenamiento mayor a 9 días, por lo tanto no se requeriría la construcción de infraestructura adicional para el incremento de sus inventarios líquidos a los 9 días sugeridos anteriormente.

En general solamente en la zona oeste y este se observa una capacidad de almacenamiento por debajo de los 25 días mínimos sugeridos para el interior, sin embargo dado que en las zonas aledañas como Central y Bogota se cuenta con capacidad adicional, estas últimas podrían cubrir eventualmente el consumo en una situación de emergencia de dichas regiones.

Para las gasolinas existe una capacidad total de almacenamiento de 2.250 kbls equivalente a 37 días de consumo promedio 2008. El 50% de la capacidad de almacenamiento nacional se encuentra ubicada en la zona Central y Bogota donde Ecopetrol cuenta con una significativa capacidad de tanques ubicados en Tocancipá, Sebastopol y Salgar. A nivel regional se observa que todas las zonas del interior cuentan con capacidad de almacenamiento mayor a 20 días por lo tanto no se requieren inversiones en infraestructura adicional para incrementar los niveles de producto.

En el caso de Jet la capacidad total de almacenamiento en el país es de 452 Kbls aproximadamente, lo cual es equivalente a 30 días de consumo nacional. Dado que la mayor demanda del país se concentra en la zona Central y Bogota consideramos que la infraestructura existente es adecuada para los inventarios sugeridos.

Esquema de remuneración:

Dado que el precio de los combustibles en Colombia es regulado (excepto la gasolina extra) consideramos que el margen mayorista deberá ser suficiente para remunerar los inventarios adicionales a los operativos que requieran para completar los 9 días de consumo. Es decir que si los mayoristas han venido funcionando con 5 días operativos de inventarios, la nueva reglamentación implicaría que incrementen sus inventarios en cuatro días (para completar nueve días mínimo) y por lo tanto deberán recibir la remuneración equivalente al costo financiero del capital de trabajo de los días adicionales.

La estimación preliminar del incremento en el margen mayorista para el aumento de los inventarios a 9 días se realizara en el informe IV tomando como base las necesidades regionales de inversión y producto.

En cuanto al incremento en los inventarios para el interior del país, el Ministerio de Minas deberá establecer con los refinadores el nivel de inventarios operativos por región para así determinar las necesidades adicionales de inventario en cada una de las mismas. Una vez se establezcan las necesidades por zona se deberá establecer un *margen de seguridad* el cual se pagara al almacenador por la administración de los inventarios adicionales identificados.

Almacenamiento de GLP

En cuanto a la nueva regulación en materia de almacenamiento de GLP, La CREG colocó en cabeza del comercializador mayorista la responsabilidad de gestionar y contratar el almacenamiento necesario para garantizar la confiabilidad del suministro.

Esa confiabilidad se considera respaldada a través de la exigencia de contratos de almacenamiento entre el comercializador mayorista y el almacenador (y transportador y almacenador si el primero lo requiere para garantizar la entrega continua).

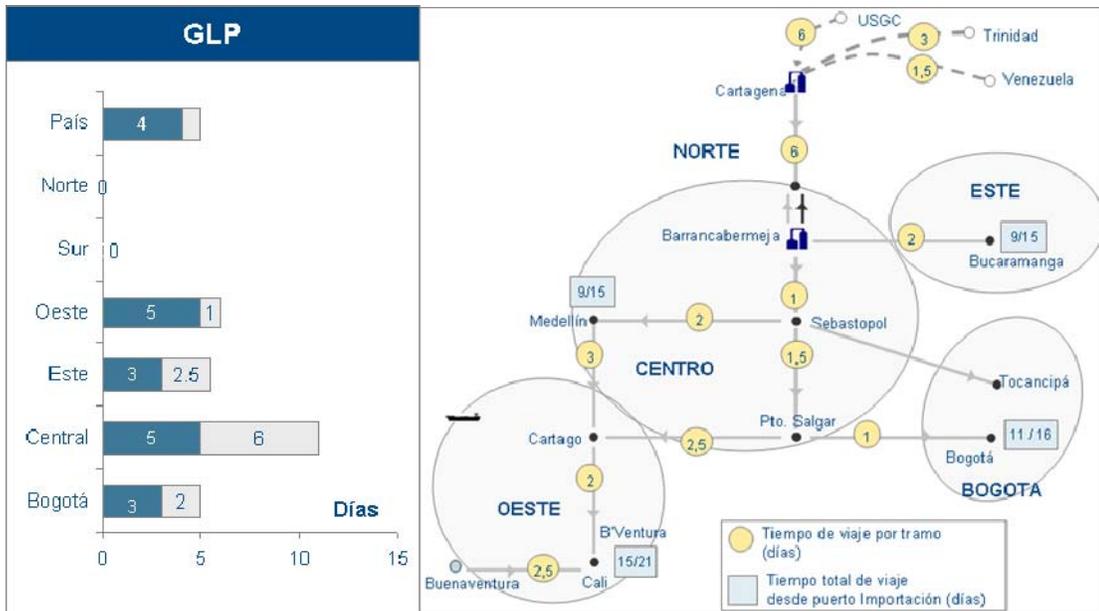
En materia de transporte por ductos se establece que el transportador debe garantizar la entrega continua lo que podría implicar la necesidad de mantener por parte de este agente un inventario permanente en las terminales de entrega.

Todas las ventas de los comercializadores mayoristas a los distribuidores deben estar respaldadas por contratos de suministro que garanticen la prestación del servicio en forma continua, ininterrumpida y segura. Las condiciones de estos contratos serán establecidas por la CREG en el Reglamento de Comercialización Mayorista que se encuentra pendiente de expedición.

De esta manera, se suprimió la exigencia a los mayoristas de mantener una capacidad de almacenamiento del 25% de las ventas (alrededor de 7 días de consumo) que se asociaba como necesaria para el cubrimiento de fallas en producción e importación y transporte por ductos. Consecuentemente, la CREG anunció que los problemas de confiabilidad asociados con fallas no transitorias en suministro o transporte atribuibles a fuerza mayor o caso fortuito, de ser necesario, serían objeto de regulación independiente a través de un Código de Racionamiento, involucrando las entidades responsables de garantizar la oferta de energéticos. Es decir, que no se ha previsto por parte de la CREG un almacenamiento de tipo estratégico para cubrir emergencias, el cual estaría en cabeza del MME como política energética. Tampoco ha fijado un criterio claro de confiabilidad a ser incluido en los contratos firmes.

Al hacer el análisis de los niveles de inventarios promedio del 2008 por región, hemos encontrado que en promedio el país cuenta con de 4 días de inventario efectivo y con 5 días de capacidad de almacenamiento. En cuanto a las regiones, Bogotá y la zona Oeste son los mayores consumidores del país con 5.7 kbld y 6.5 kbld respectivamente. Bogotá que se encuentra a 3 días de Barrancabermeja eventualmente podría contar con el respaldo de los inventarios de la zona central. No obstante, la zona Oeste que esta a 7 días de la refinería, cuenta con inventarios insuficientes para enfrentar una emergencia mayor en el suministro.

Inventarios y Capacidad de Almacenamiento de GLP 2008



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

Asumiendo que el transporte de Cartagena a Barrancabermeja es de 6 días por el río Magdalena y que se cuentan con barcazas suficientes para transportar volúmenes equivalentes a la demanda de interior, consideramos que como mínimo las regiones del interior deberían contar alrededor de 10 días de inventarios para tener la opción de mantener el suministro ante una parada de Barrancabermeja con fuertes de abastecimiento alternas. No obstante es importante determinar el nivel de sustitución entre GLP y energía eléctrica y un estimado de los inventarios en manos de los centros de acopio y plantas de envase para poder hacer un cálculo efectivo de los inventarios mínimos requeridos.

Si consideramos que ese almacenamiento estratégico debe ser del orden, por ejemplo, de 7 días excluyendo los inventarios no cuantificados en plantas de envase, depósitos de cilindros o centros de acopio, expendios de cilindros y puntos de venta, la responsabilidad sobre el nivel de inventarios diferente al de la cadena minorista estaría en cabeza del comercializador mayorista quien lo contrataría con un almacenador. Consecuentemente, se propondría que en los contratos en firme a ser suscritos entre el comercializador mayorista y el distribuidor se incluya una cláusula en la cual se explicita que el primero debe asegurar la continuidad del suministro aún en casos de fallas en la producción nacional de GLP, de importación y/o transporte, hasta por el término de los días que finalmente se determinen.

El costo de ese almacenamiento sería reconocido a través del precio que paga el distribuidor al mayorista. Lo anterior no quiere decir que el servicio de almacenamiento quede sujeto a una tarifa regulada. Lo que se regula es el criterio de confiabilidad. La

gestión del almacenamiento sigue en cabeza del comercializador mayorista como lo propone la CREG pero se impone un requerimiento de confiabilidad que sería monitoreado por el MME (o UPME) con base en la información reportada al SUI.

4. Bibliografía

Generales

- Agencia Internacional de Energía AIE, Security of Gas Supply in Open Markets
- Agencia Internacional de Energía AIE, Oil Supply Security 2007

Colombia

- UPME Balance Energético 2007
- UPME-Naturgas Balance de Gas Natural para Colombia, versión actualizada a Octubre 2008
- UPME Proyecciones de precios 2007
- Actas del C N O Gas
- Documento Coordinación Gas – Electricidad, Centro Nacional de Despacho de ISA Bogotá D.C., julio 8 de 2004
- Propuestas para promover el crecimiento y la sostenibilidad del gas natural en Colombia”, 2007, presentado a las autoridades por Chevron, Ecopetrol, EEPPM, Gas Natural, EEB, TGI, Transcogas, Isagen y Promigas

Recursos no convencionales de Gas Natural

- Arthur D. Little, Evaluación del Potencial de Hidrocarburos no convencionales en Colombia” (Estudio para la ANH) 2008

Gas Natural Licuado (LNG)

- Agencia Internacional de Energía , AIE Gas Market 2007
- SENER, Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2007-2016
- Poten & Partners, Varios documentos
- IEEJ, Natural Gas and LNG Supply/Demand Trends in Asia Pacific and Atlantic Markets
- British Petroleum, BP Statistical Review of World Energy June 2008
- GasNatural, Effects of LNG on security of supply: a view from Spain
- FERC, Documentos Varios

- Cedigaz, Documentos Varios
- Global Insight, The LNG Market - globally now to 2025 and the implications for the UK
- CRE (México), Varios documentos
- NERA, "Third Party Access to LNG terminals"
- Oil & Gas Journal, LNG Update (Week of April 9, 2007)
- Ofgem, Varios documentos
- The Regulation of LNG Terminals in France
- CNE (España), Regulación y aprovisionamiento de gas en terminales de GNL

Aire propanado

- InverColsa, Sistemas de Aire Propanado (Presentación de Marzo 2007)
- Standby Systems Inc, Propane peak shaving...an overview
- Alternate Energy Systems, Inc, Standard Propane / Air Systems

Gas Natural Comprimido, GNC

- SPE, The Economics of Compressed Natural Gas Sea Transport
- Knutsen, Varios documentos
- Transcanada, Varios documentos
- Wood Mackenzie, CNG's Ship is about to Come in!
- ENERSEA, Varios documentos

Coordinación Gas-Electricidad

- Expertos en Mercados, (XM) Convergencia de los sectores electricidad y gas en Colombia
- NAESB (North American Energy Standards Board), Varios documentos
- Ontario Gas Electric Interface, Working Group Project Charter (varios)
- National Energy Board Act Part VI (Oil and Gas) Regulations. Judith A. Snider, "Drafting Gas Sales Contracts to Meet Canadian Regulatory Requirements", 6 Nat. Resources & Env't 29, 29-31, 55-56 (Spring 1992).
- NERC Gas/Electric Interdependency Task Force Status Report, Northeast Power Coordinating Council, NESB, Gas Electric Coordination Task Force Meeting, May 18-19, 2004. Philip A. Fedora Director, Market Reliability Interface

Almacenamiento de gas

- FERC, Varios documentos

- CNE (España), Varios documentos
- ENAGAS (España), Varios documentos
- Ofgem, Varios documentos
- APEC, Gas Storage in the Apec Region
- Codognet & Glachant, "Weak Investment Incentives In New Gas Storage In The United Kingdom"

Biocombustibles:

- Documento Compes 3510 del 2008
- UPME, Desarrollo y Consolidación del Mercado de Biocombustibles en Colombia
- Ministerio de Minas y Energía, Borrador de Decreto Vehículos Flex Fuel, Julio de 2008
- Experiencia de Brasil en el Desarrollo del Mercado de Etanol. Documentos Varios

Libre Acceso a Infraestructura de Combustibles Líquidos:

- ANP, Estudio Arthur D. Little, “Reestructuración y Reglamentación del Sector de Distribución y Reventa de Derivados de Petróleo”
- Ministerio de Minas y Energía, Proyecto de Decreto para reglamentar el transporte por poliductos, Septiembre 2008

Infraestructura de Importación y Almacenamiento de Combustibles Líquidos:

- Ecopetrol, Entregas de Crudos a Refinerías
- Ecopetrol, Capacidad de Transporte Producto Importado
- Ecopetrol, Tiempo de Viaje por Poliducto
- Ecopetrol, Capacidad de Almacenamiento y Inventarios Promedio de productos refinados
- Ecopetrol, Plan de Inversiones Vicepresidencia de Transporte
- Ecopetrol, Consumos Regionales 2008
- UPME, Ventas de Combustibles Municipales Ministerio de Hacienda 2008
- ANH, Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos
- Ministerio de Minas y Energía, Metodología para el calculo de la tarifa por poliductos
- Ministerio de Minas y Energía, Estructura de precios de la Gasolina y el Diesel

- Ministerio de Minas y Energía, Proyecto de Decreto para reglamentar el transporte por poliductos, Septiembre 2008

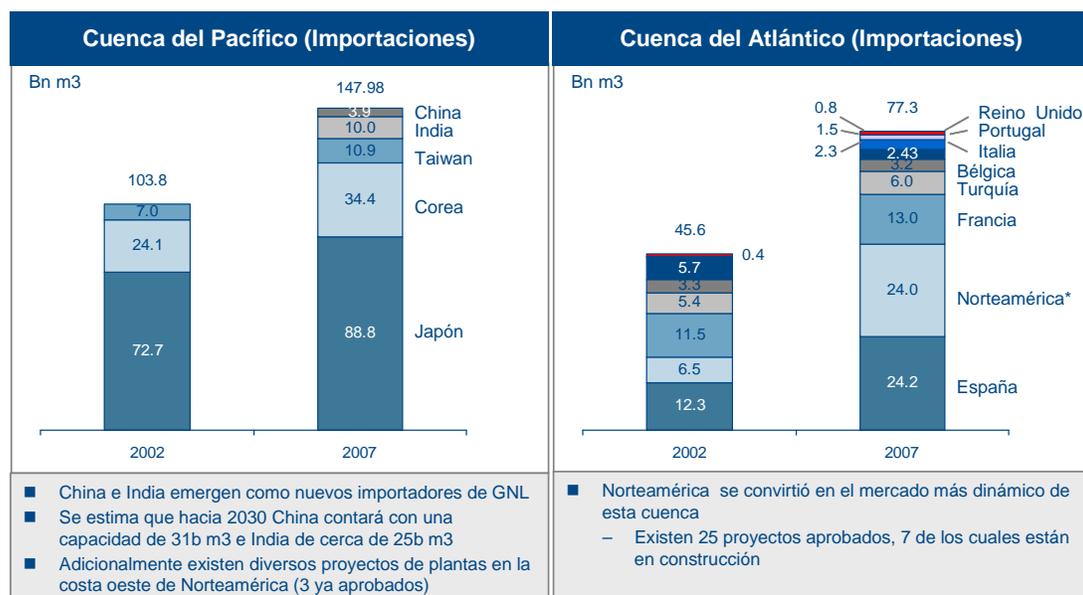
5. Anexo I – Gas Natural Licuado

4.1 Mercado Global

A fin de 2007 existían en el mundo 23 terminales de licuefacción con capacidad conjunta de 265 billones de m³/año y 57 terminales de regasificación con capacidad de 519 billones de m³/año.

El desarrollo temprano de la industria tuvo lugar principalmente en la Cuenca del Pacífico, aunque el mercado importador de la cuenca del Atlántico ha mostrado un fuerte desarrollo en los últimos años que continuará impulsado principalmente por el crecimiento previsto en Norteamérica.

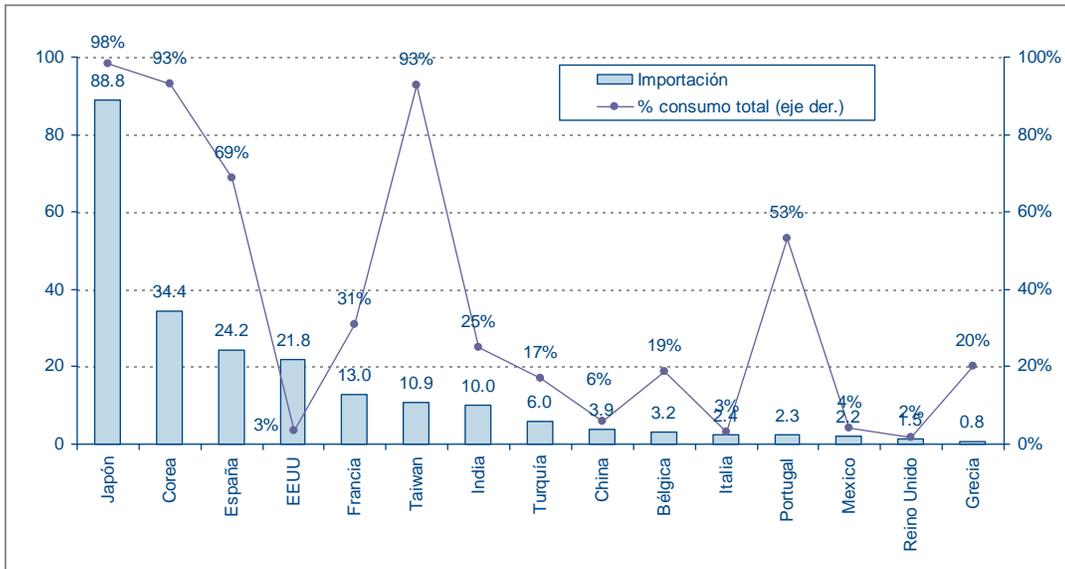
Comercio internacional de GNL (año 2007)



Fuente: BP Statistics, FERC, EIA

La creciente importancia del GNL a nivel global se manifiesta en el hecho de que en 2007 el comercio total representó cerca del 8% del consumo global de gas natural, y 30% en promedio del consumo de los países importadores. Los países con mayor dependencia de esta fuente de suministro han sido y continúan siendo los países del Pacífico, alcanzando una participación superior al 90% de su consumo de gas.

Comercio internacional de GNL (año 2007)



Fuente: BP Statistics, FERC, EIA

Se espera que en los próximos años continúe el crecimiento observado en este mercado a nivel mundial, que podría moderarse en el corto plazo ante algunos factores recientes.

En términos generales, los principales factores de crecimiento de este mercado son:

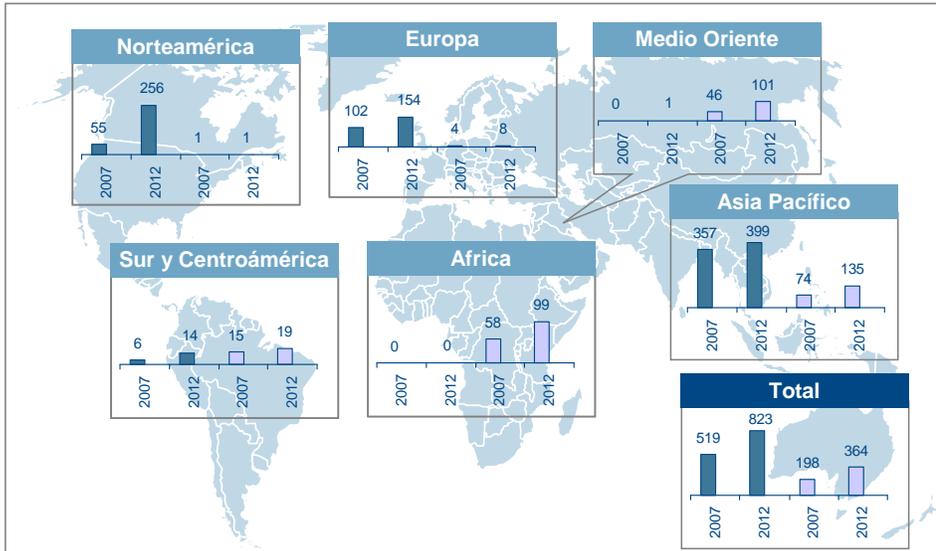
- Aumento en la demanda de gas en países desarrollados impulsado por aspectos ambientales
- Declinación irreversible en el gas doméstico en algunos países importadores
- Monetización efectiva de grandes reservas de gas alejadas de los principales centros globales de consumo
- Fuerte declinación en los costos de inversión hasta los primeros años de esta década
- Mayor disponibilidad de fuentes de financiamiento
- Utilizado como fuente de diversificación de riesgo en el suministro

Los principales factores moderadores de crecimiento son el fuerte escalamiento en los costos de inversión a nivel mundial en los últimos años (retrasando tanto proyectos de licuefacción como de regasificación) y, más recientemente, la crisis financiera y económica desatada a nivel mundial que podría llevar a la revisión de varios de los proyectos en cartera.

Suponiendo que se llevan adelante todos los proyectos según lo planificado para el próximo lustro, se mantendría el significativo exceso de capacidad de regasificación

existente a nivel mundial, incrementando aún más la competencia por las fuentes de suministro.

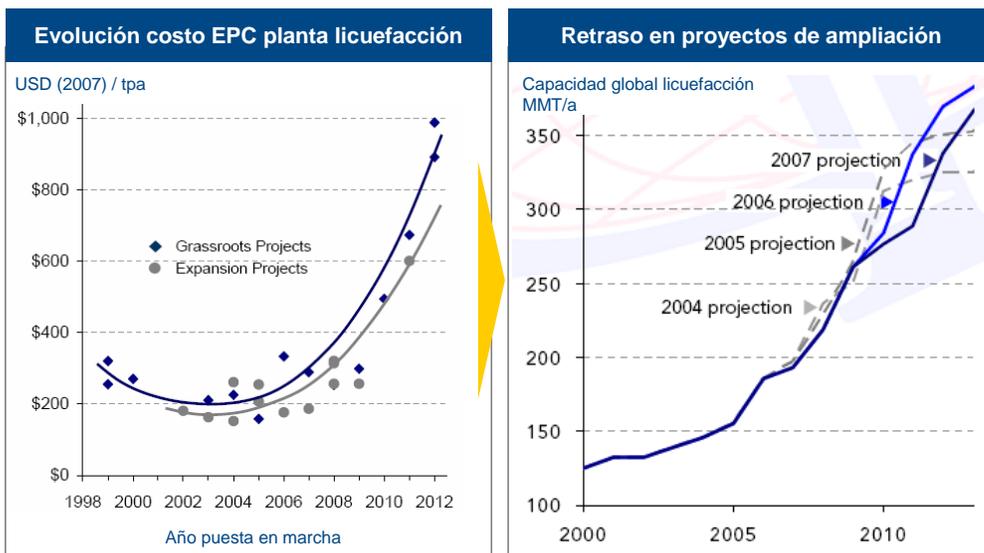
Capacidad actual y proyectada próximos cinco años (Bm3)



Fuente: AIE

Este desbalance podría verse amplificado por el retraso en algunos de los proyectos previstos de licuefacción por el escalamiento de costos de inversión, con incrementos estimados en 50% en los últimos dos años.

Evolución de proyectos – Plantas de licuefacción



Fuente: Poten & Partners

El mercado global de GNL atraviesa desde hace algunos años un período de transformación con significativos cambios respecto a las características que habían marcado el desarrollo del mercado históricamente. El cuadro que sigue resume los principales cambios de tendencia.

Transformación del mercado mundial de GNL

“Viejo” Modelo	“Nuevo” Modelo
<ul style="list-style-type: none"> ■ Cadenas integradas verticalmente ■ Pocos “grandes” compradores de GNL ■ Contratos largo plazo, take or pay ■ Ventas spot poco significativas ■ Precios vinculados principalmente al crudo ■ Asia como destino dominante del GNL 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fin del modelo integrado ■ Rol de jugadores independientes y agregadores de demanda ■ Flexibilización contractual a lo largo de la cadena <ul style="list-style-type: none"> – Reducción de plazos: de 20-25 años a 15-20 ■ Importancia creciente de ventas spot <ul style="list-style-type: none"> – Estrategia de abastecimiento en situaciones de pico de demanda (ej: España, EEUU) – En 2007 20% de las transacciones fueron mediante contratos spot o contratos de corto plazo (duración menor a 4 años) ■ Mecanismos de precio más complejos, vinculados a precios de mercados de gas y/o electricidad ■ Emergencia del mercado del Atlántico ■ Soluciones innovadoras (ej. buques regasificadores)

Adicionalmente, se observan ciertos cambios de tendencia en los mecanismos de formación de precio. El precio de suministro, está por lo general regido por el criterio de costo alternativo, como se puede observar en los principales países/regiones importadores:

- Japón: el precio está indexado a una canasta de crudos de importación (Japan Crude Cocktail – JCC), con un factor moderador ante escenarios de altos precios
- Europa Occidental: históricamente indexados a la evolución de precios de productos petroleros (diesel o fuel oil) o al crudo Brent; recientemente se observa una tendencia hacia mecanismos alternativos, como la indexación a marcadores de referencia como NBP o al precio de la energía eléctrica (en el caso de España)
- Estados Unidos y Reino Unido: los precios de suministro están indexados al precio del gas en los hubs (Herny Hub y NBP, respectivamente), más un premio por el traslado hasta dicho hub

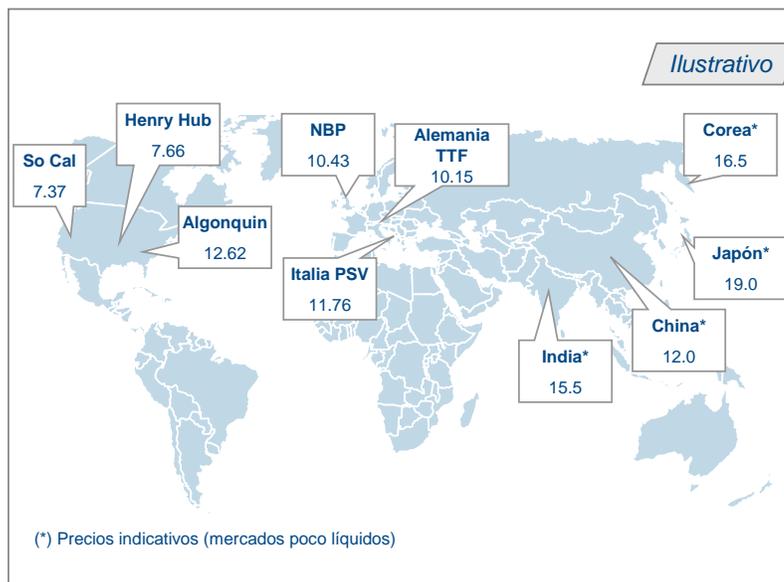
Las principales tendencias identificadas a nivel global son:

- Mayor arbitraje de precios: principalmente transatlántico entre Estados Unidos y Europa, aunque también entre países asiáticos (Japón, Corea y Taiwán)
- Migración de mecanismo de cotización: de precio FOB a precio CIF

- Mayor homogeneización en los mecanismos de formación, con precio indexados principalmente a Henry Hub y NBP

Pese a estos cambios hacia una mayor globalización del mercado, aún se observan significativas diferencias en el precio entre distintas regiones, dependiendo de la época del año. Estas diferencias se manifiestan particularmente en el mercado spot, que reflejan las condiciones críticas del mercado en cada momento del tiempo. Por ejemplo, pese a que los contratos de suministro en Japón contienen por lo general cláusulas de ajuste que permiten amortiguar el impacto de fuertes incrementos en el precio del crudo (como el observado durante la primera parte de este año), el mercado spot refleja las verdaderas condiciones de escasez, que en ese país se vieron acrecentadas durante este año por el cierre temporario de sus plantas nucleares por terremotos.

Precio GNL Futuro a 1 mes – Enero 2008 (USD/MMBtu)

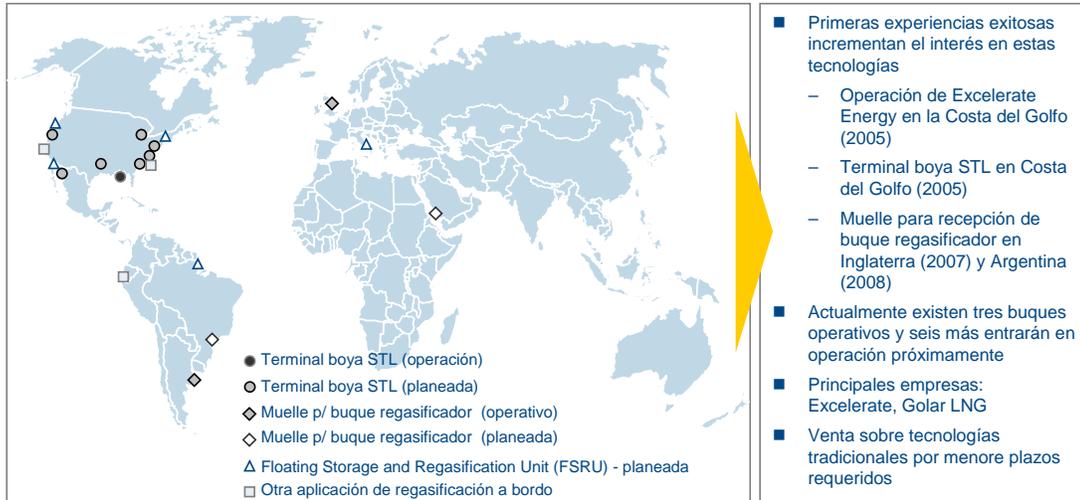


Fuente: Platts

4.2 Análisis de tecnologías de regasificación disponibles

En los últimos años han surgido variantes a las tecnologías tradicionales de regasificación on-shore, con algunos proyectos ya en funcionamiento y varios proyectos planeados.

Terminales de regasificación a bordo



Fuente: AIE

A continuación se presenta una breve descripción de las alternativas tecnológicas existentes, y sus principales ventajas y desventajas.

Terminales de regasificación a bordo

		Descripción	Ventajas	Desventajas
On-shore	Planta On-shore	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tecnología tradicional con tanques de almacenamiento y planta regasificadora en tierra ■ GNL descargado desde buques mediante brazos criogénicos 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tecnología probada, altamente utilizada en la industria 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Escasa flexibilidad ■ Posibles riesgos ambientales y de seguridad
Off-shore	GBS (Gravity Based Structures)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compartimento estanco de concreto o acero bajo la superficie; instalación auto-suficiente en cuanto a operación y servicios industriales 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mayor flexibilidad para localización ■ Menores riesgos ambientales 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Operación a bajas profundidades vs. otras tecnologías off-shore
	Plataforma	<ul style="list-style-type: none"> ■ Reacondicionamiento de plataformas off-shore existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aprovecha activos existentes 	<ul style="list-style-type: none"> ■ No dispone de almacenamiento
	FSRU (Floating Storage Regas Units)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Estructura de acero flotante sujeta al fondo del mar en forma permanente ■ Abastecida por buques; la transferencia es realizada en mar abierto 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Puede ser operado a grandes profundidades 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Operación compleja de abastecimiento de GNL
	Buque regasificador	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tanquero metanero reacondicionado para permitir la descarga de GNL regasificado a un ducto submarino 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Menores plazos requeridos ■ Permite soluciones temporales 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tecnología nueva

Fuente: AIE

4.3 Proyectos de Regasificación en la región

En Latinoamérica existen tres plantas con capacidad de regasificación conjunta superior a los 30 MMm³/d y se identifican ocho proyectos con alta probabilidad de concreción y dos en estudio que adicionarían en conjunto más de 100 MMm³/d.

A continuación se describen los procesos de algunos de estos proyectos (algunos correspondientes a plantas ya en operación y otros a plantas aún en construcción)

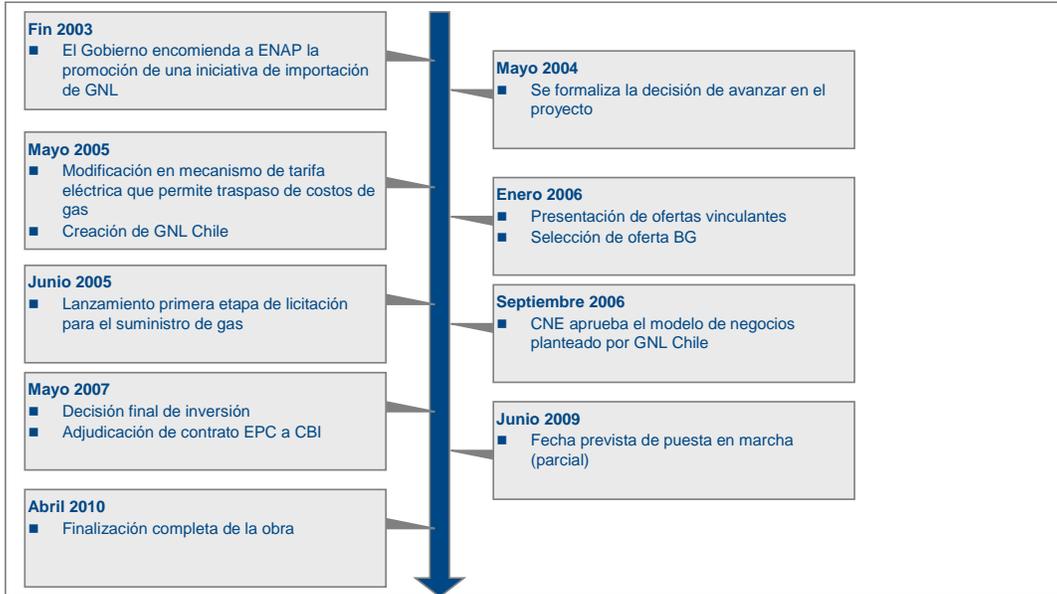
Chile

Planta Quintero – Descripción general

Sponsors / Participantes	<ul style="list-style-type: none"> ■ BG Group (40%), Endesa Chile (Generadora, 20%), ENAP (20%), Metrogas Chile (DistCo, 20%) ■ ENAP lideró el proceso en su inicio, cumpliendo un rol clave en la conformación del pool de demanda
Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Regasificación: 10 MMm³/d, ampliable a 19 MMm³/d ■ Almacenamiento: 2 tanques de 160 mil m³, más 2 tanques de 10.000m³
Costo de inversión / Financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> ■ Inversión total: 1.200 MMUSD (estimado inicial: 400 MMUSD, estimado a momento de adjudicación de contrato a CBI en 2007: 775 MMUSD) ■ 100% del financiamiento con préstamo sindicado a 15 años (financiamiento inicial de 600 MMUSD por parte de los socios)
Contratos de suministro	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contrato a 21 años con BG por 1.7 MM toneladas/año, provenientes de Nigeria y Guinea Ecuatorial ■ Compromiso de suministro según nominación (no sujeto a un proyecto específico de licuefacción ni contrato tipo take-or-pay) ■ Precio: valor máximo de fórmulas indexadas al precio de Henry Hub y crudo Brent (a precios actuales de energéticos se estima en 22 USD/MMBtu)*
Contratos de off-taking	<ul style="list-style-type: none"> ■ Compromiso de ENAP, Endesa y Metrogas por 9.6 MMm³/d durante 21 años (en partes iguales por cada empresa)
Puesta en marcha	<ul style="list-style-type: none"> ■ Primer semestre 2009: etapa inicial de 4.8 MMm³/d ■ Abril 2010: operativa al 100%

Fuente: BN Américas, ENAP, BG, Prensa

Planta Quintero – Descripción general



Fuente: BN Américas, ENAP, BG, Prensa

Planta Mejillones – Descripción general

Sponsors / Participantes	<ul style="list-style-type: none"> Suez (50%), Codelco (50%) Proceso liderado por Codelco
Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> Regasificación: 5.5 MMm³/d (2.4 MMm³/d durante la primera etapa) Almacenamiento: primera etapa en buque (135.000 m³), a fin de 2008 se decidirá inversión en instalaciones de almacenaje on-shore de 160.000 m³
Costo de inversión / Financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> Inversión <ul style="list-style-type: none"> Etapa actual: 500 MMUSD (incluye planta regasificadora, muelle más arrendamiento de buque) Segunda etapa: 200 MMUSD (tanque almacenamiento de 160.000 m³)
Contratos de suministro	<ul style="list-style-type: none"> Contrato con Suez (incluye arrendamiento de buque) por 2,4 MMm³/d por tres años Dificultades para garantizar el suministro por mayor plazo y volumen
Contratos de off-taking	<ul style="list-style-type: none"> Pool de demanda conformado por mineras Codelco, BHP, Freeport y Collahuasi que a su vez revenderán el gas a generadoras Contrato por 3 años por 2,4 MMm³/d
Puesta en marcha	<ul style="list-style-type: none"> Primera etapa: fines 2009, principios 2010 Segunda etapa (a confirmar): 2012
Plazos	<p>Timeline milestones:</p> <ul style="list-style-type: none"> Fin 2006: Lanzamiento iniciativa Oct. 2007: Adjudicación EPC Jun 2008: Inicio obras Feb 2008: Permisos ambientales Jun 2008: Inicio obras Fin 2009: Inicio 1ª etapa 2012: Inicio 2ª etapa (a confirmar)

Fuente: BN Américas, Suez, Prensa

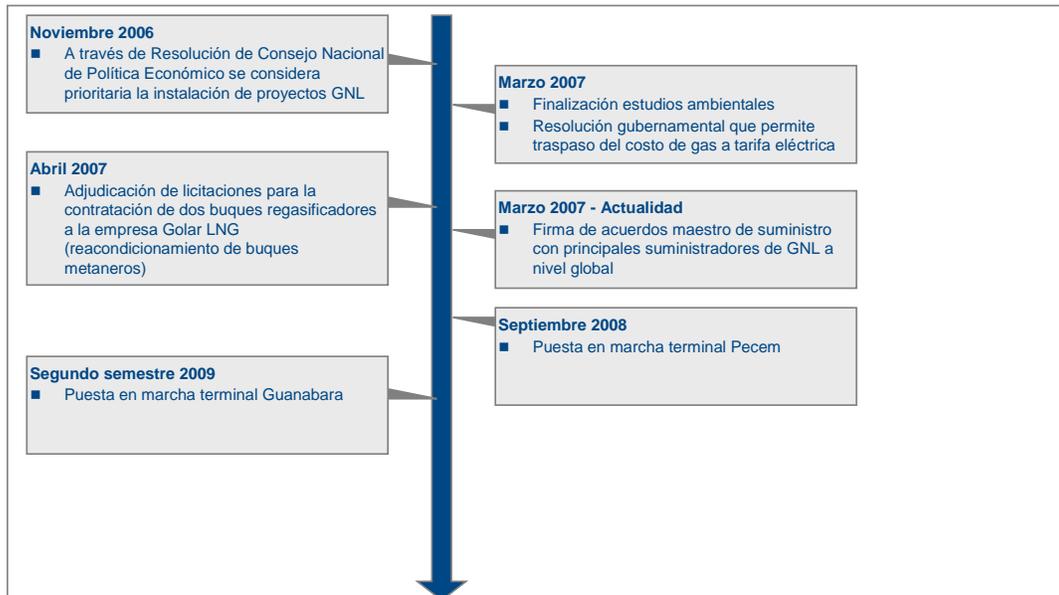
Brasil

Planta Pecem y Guanabara – Descripción general

Sponsors / Participantes	<ul style="list-style-type: none"> ■ Petrobras (a través de empresa subsidiaria)
Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> ■ Regasificación: Guanabara (Río de Janeiro) 7 MMm3/d, Pecem (Ceara): 14 MMm3/d ■ Almacenamiento: Guanabara 80.000 m3, Pecem 129.000 m3
Costo de inversión / Financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> ■ Costo de inversión: 860 MMUSD (valor total, equivalente a alquiler por 10 años, extendible a 5)
Contratos de suministro	<ul style="list-style-type: none"> ■ Acuerdos de suministro firmados con principales suministradores a nivel mundial (incluyendo Shell, BG Group y Suez), para el suministro de GNL principalmente de Nigeria y Algeria, cuando sea solicitado ■ Adicionalmente cuenta con 11 Acuerdos Maestros de suministro con otros países
Contratos de off-taking	<ul style="list-style-type: none"> ■ Principalmente contratos interrumpibles con centrales eléctricas (para abastecimiento durante la época seca, el verano del hemisferio sur entre octubre y mayo) ■ La planta de Pecem tiene una parte contratada en firme con industrias del nordeste de Brasil ■ Regulación permite traspasar el costo del gas a tarifa (indexación a Henry Hub)
Puesta en marcha	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pecem: inició operaciones recientemente ■ Guanabara: segundo semestre de 2009

Fuente: BN Américas, Petrobras, Prensa

Plantas Pecem y Guanabara – Descripción general



Fuente: BN Américas, ENAP, BG, Prensa

México

Planta Altamira – Descripción general

Sponsors / Participantes	<ul style="list-style-type: none"> JV entre Shell (50%), Total (25%) y Mitsui (25%) Liderado desde el inicio por Shell
Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> Regasificación: 14.5 MMm3/d Almacenamiento: 2 tanques de 150.000 m3 cada uno
Costo de inversión / Financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> Costo de inversión: ~440 MMUSD Estructura de capital: 70% capital, 30% deuda
Contratos de suministro	<ul style="list-style-type: none"> GNL suministrado por Shell y Total, principalmente de Nigeria y Trinidad y Tobago Precio ligado a Henry Hub
Contratos de off-taking	<ul style="list-style-type: none"> Contrato take-or-pay a 15 años con la Comisión Federal de Electricidad por 14 MMm3/d por 15 años
Puesta en marcha	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad parcial (8,5 MMm3/d): Septiembre 2006 Capacidad total: Enero 2007

Fuente: CRE, Shell, HC Processing

Terminal Costa Azul – Descripción general

Sponsors / Participantes	<ul style="list-style-type: none"> 100% Sempra; acuerdo firmado por 20 años para proveer a Shell International Gas Limited con la mitad de capacidad de procesamiento de la planta Liderado desde el inicio por Sempra
Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> Regasificación: 15 MMm3/d Almacenamiento: 2 tanques de 160.000 m3 cada uno
Costo de inversión / Financiamiento	<ul style="list-style-type: none"> Costo de inversión: ~874 MMUSD
Contratos de suministro	<ul style="list-style-type: none"> Contrato de suministro a 20 años por 5,7 MMm3/d con la sociedad BP-Tangguh LNG (Indonesia) Contrato de suministro a 20 años por 5,7 MMm3/d con Shell
Contratos de off-taking	<ul style="list-style-type: none"> Contrato a 15 años con la Comisión Federal de Electricidad por 2 MMm3/d Se planea enviar parte del gas a los mercados de la costa oeste de Estados Unidos
Puesta en marcha	<ul style="list-style-type: none"> Fin de 2008

Fuente: CRE, Shell, HC Processing

Argentina

Regasificación en Argentina

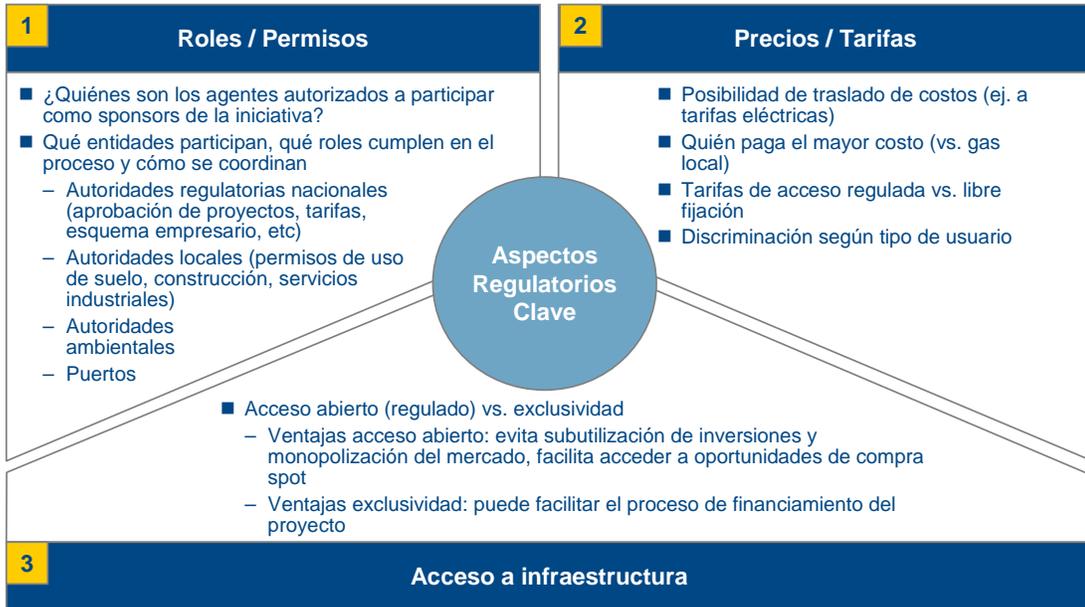
Buque regasificador	Planta gasificación on-shore
<ul style="list-style-type: none">■ En 2007 ENARSA otorgó a YPF un mandato para gestionar la contratación y operación de un buque regasificador■ Buque contratado a la empresa Excelerate<ul style="list-style-type: none">– Capacidad de almacenamiento: 131.000– Capacidad de regasificación: 8 MMm3/d■ Contratación de 8 MMm3/d bajo la modalidad take-or-pay por cuatro meses■ Inversión brazo receptor: 7MM USD■ Precio promedio del gas: 17 USD/MBtu (incluye alquiler del buque, suministro y regasificación)■ Operación<ul style="list-style-type: none">– Localización: Bahía Blanca (Bs. As., cuenta con instalaciones portuarias y calado apropiado e interconexión al sistema troncal principal)– Puede recibir hasta 3 cargamentos mensuales de hasta 85 MMm3■ Contratado inicialmente para el invierno, se evalúa la extensión del contrato ante las restricciones de gas de Bolivia	<ul style="list-style-type: none">■ En proceso de contratación de la ingeniería básica para una planta regasificadora on-shore■ Localización no definida (potencialmente Bahía Blanca)■ Capacidad: inicialmente 10 MMm3/d, extendible a 20 MMm3/d■ Plazos: no establecidos, se estima que entrará en funcionamiento no antes de 2012■ No existen detalles sobre el suministro del GNL, ni mecanismos de incorporación del mayor costo en la matriz energética

Fuente: Excelerate, ENARSA, YPF, entrevistas, prensa

4.4 Marco regulatorio – Aspectos clave

Del análisis de experiencias internacionales, se han identificado tres aspectos clave en materia regulatoria, requeridos para viabilizar proyectos de este tipo.

Aspectos regulatorios clave



Fuente: Análisis Arthur D. Little

A continuación se describe el régimen de acceso a infraestructura en cuatro países analizados

Aspectos regulatorios clave

	Estados Unidos	España	Gran Bretaña	México
Acceso a infraestructura	<ul style="list-style-type: none"> ■ Plantas existentes: acceso abierto a terceros requerido ■ Nuevos proyectos (aprobados desde 2002): no requieren acceso abierto (bajo aprobación de la FERC) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Acceso regulado a terceros ■ Al menos 25% de la capacidad de entrada destinada a contratos de corto plazo (< 2 años) ■ Penalizaciones por desvíos de la capacidad contratada: si después de 6 meses utilización < 80% de lo contratado, capacidad contratada se reduce automáticamente (<i>Use it or loose it</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dos regimenes: <ul style="list-style-type: none"> – Por defecto, acceso regulado a terceros – Exenciones: aprobaciones caso por caso para facilitar inversiones ■ En casos de exenciones, terminales deben garantizar capacidad disponible para terceros (publicación de capacidad disponible, cláusula <i>use it or loose it</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Acceso abierto
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> ■ Plantas existentes: tarifa regulada aprobada por la FERC ■ Nuevos proyectos: tarifas y términos y condiciones del servicio acordados entre partes 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Tarifa de acceso regulada que incluyen: <ul style="list-style-type: none"> – Regasificación – Almacenamiento de GNL por 5 días de la capacidad de regasificación 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bajo régimen de acceso a terceros, tarifa máxima aprobada por Ofgem ■ Exenciones: tarifas acordadas entre partes (<ul style="list-style-type: none"> ■ Tarifas propuestas por permisionarios, aprobadas por la CRE

Fuente: Análisis Arthur D. Little

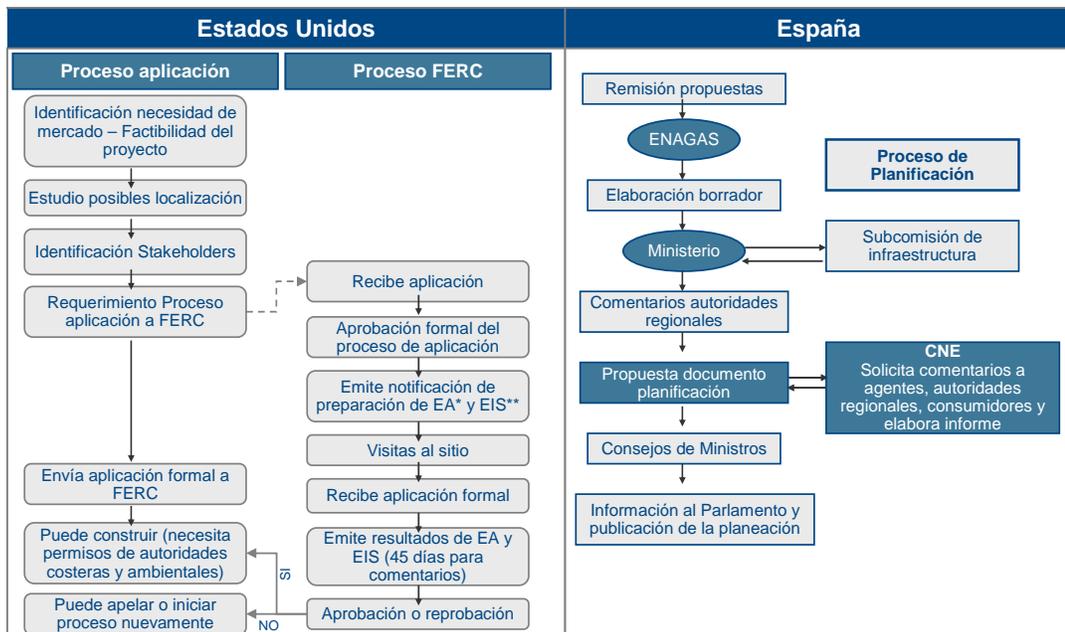
En términos generales, se observa que si bien por diversos aspectos favorables sobre el funcionamiento del mercado se intenta promover el acceso abierto, varios países

liberalizan selectivamente este requerimiento para promover la construcción de nueva capacidad.

- En Estados Unidos, para los nuevos proyectos la FERC ha adoptado un esquema que no exige el acceso abierto a infraestructura, lo cual ha contribuido a la proliferación de proyectos de inversión
- En Europa, la Segunda Directiva de gas busca armonizar el enfoque regulatorio del mercado de GNL impulsando el requerimiento de acceso abierto; sin embargo los países más activos en la promoción de nuevos proyectos (Francia, Reino Unido) han adoptado mecanismos que permiten exenciones (caso por caso)

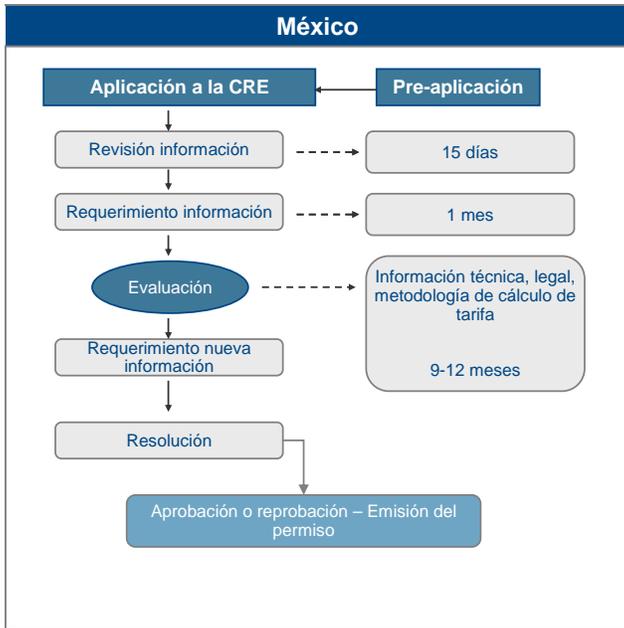
En relación a los mecanismos de autorización, se observa que los países interesados en la promoción de inversión en este tipo de infraestructura han definido claros procedimientos de aplicación y autorización y definido los roles específicos de las distintas autoridades de aplicación relacionadas.

Proceso de aprobación



Fuente: FERC, CNE

Proceso de aprobación (cont.)



Fuente: CRE

Anexo II – Inventario de Tanques de Almacenamiento

4.5 Capacidad de almacenamiento de diesel por Planta

	Centro	Producto	Operador	CAP. OPERACIONAL AJUSTADA
BOGOTA	Consorcio	Acpm	1 Brio, 1 Biocombustibles, 1 Exxon	32,218
	Mansilla	Acpm	Brio, Biocombustibles, Exxon, ECP	183,717
	Puente	Acpm	Chevron, Exxon	54,829
	Tocancipa	Acpm	ECP	178,106
	Puerto Carreño	Acpm	Terpel	4,886
	Puerto Inrida	Acpm	Terpel	3,101
	Guaviare	Acpm	Terpel	2,799
	Villavicencio	Acpm	Discoter	1,715
TOTAL BOGOTA				461,370
CENTRAL	La Pintada	Acpm	Terpel	4,078
	Medellin	Acpm	Exxon, Terpel	69,790
	Puerto Berrio	Acpm	Terpel	8,118
	Girardota	Acpm	Zeuss	17,550
	Salgar	Acpm	ECP	115,088
	Sebastopol	Acpm	Terpel y ECP	262,516
	Pto Nino	Acpm	Chevron	7,274
	Rionegro	Acpm	Terpel	2,970
	El Pedregal	Acpm	Chevron	14,798
TOTAL CENTRAL				502,181
ESTE	Bucaramanga	Acpm	2 Exxon 4 Terpel	67,640
	Lizama	Acpm	Terpel	32,236
	Girón	Acpm	Exxon	18,677
	Aguaclara	Acpm	Terpel	3,128
	Aguazul	Acpm	Terpel	15,606
	Arauca	Acpm	Terpel	900
	Ayacucho	Acpm	Terpel	18,000
	Chimita	Acpm	Terpel	42,300
	La Fortuna	Acpm	Terpel	19,635
	Villa del Rosario	Acpm	Terpel	3,780
TOTAL ESTE				221,902
NORTE	Barranquilla	Acpm	Terpel	16,969
	Galapa	Acpm	Exxon, Chevron, Petrobras	61,614
	Pozos Colorados	Acpm	ECP	705,544
	Baranoa	Acpm	Terpel	25,270
	Candelaria	Acpm	Petromil	24,480
	Maganque	Acpm	Terpel	689
	Mamonal	Acpm	Exxon, Terpel, Petrobras, Chevron	33,460
	Oriana	Acpm	Cooperativa Ayatawacoop	17,483
	San Andrés	Acpm	Chevron	2,736
	Siape	Acpm	Ecopetrol	5,136
	Termocartagena	Acpm	Petromil	2,970
	Turbo	Acpm	Comercializadora Proxxon y Zapata y Velazquez	10,800
	Vopak	Acpm	Brio	16,650
TOTAL NORTE				923,802
OESTE	Buenaventura	Acpm	Exxon, Chevron, Biocombustibles,	73,938
	Buga	Acpm	Terpel	11,700
	Cartago	Acpm	Exxon, Chevron, Biocombustibles, Petrobras	31,077
	Manizales	Acpm	Terpel	6,300
	Mulalo	Acpm	Terpel	10,890
	Pereira	Acpm	Terpel	13,576
	Yumbo	Acpm	Exxon, Chevron, Biocombustibles, Petrobras	70,209
TOTAL OESTE				217,689
SUR	Gualanday	Acpm	Exxon, Chevron, Terpel, Biocombustibles, Petrobras	37,368
	Neiva	Acpm	Exxon, Terpel, Biocombustibles, Petrobras	23,544
	Mariquita	Acpm	Terpel, Exxon, ECP	7,700
	Florencia	Acpm	Terpel	2,830
	Leticia	Acpm	Terpel	900
	Puerto Asis	Acpm	Terpel	116,430
TOTAL SUR				188,772
TOTAL CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PAIS				2,515,715

4.6 Capacidad de almacenamiento de Gasolina Regular por Planta

	Centro	Operador	CAP. OPERACIONAL AJUSTADA
BOGOTA	Consortio	3 Brío, 2 Exxon, 1 Biocombustibles	84,322
	Mansilla	Brío, Biocombustibles, Exxon, ECP	226,186
	Puente	Chevron, Exxon	116,118
	Tocancipa	ECP	215,031
	Puerto Carreño	Terpel	4,343
	Puerto Inrida	Terpel	1,945
	Guaviare	Terpel	4,833
	Villavicencio	Discoter	2,143
TOTAL BOGOTA			654,921
CENTRAL	La Pintada	Terpel	8,166
	Medellin	Exxon, Terpel	71,592
	Rionegro	Terpel	9,270
	Puerto Berrio	Terpel	3,041
	Girardota	Zeuss	16,866
	Salgar	ECP	220,162
	Sebastopol	Terpel y ECP	224,552
	Pto Nino	Chevron	3,254
	El Pedregal	Chevron	21,740
TOTAL CENTRAL			578,642
ESTE	Bucaramanga	2 Exxon 3 Terpel	49,259
	Lizama	Terpel	14,247
	Girón	Exxon	9,281
	Aguaclara	Terpel	1,364
	Aguazul	Terpel	16,200
	Arauca	Terpel	675
	Ayacucho	Terpel	13,500
	Chimita	Terpel	59,400
	La Fortuna	Terpel	14,040
	Villa del Rosario	Terpel	5,040
TOTAL ESTE			183,005
NORTE	Barranquilla	Terpel	12,466
	Galapa	Exxon, Chevron, Petrobras	44,370
	Baranoa	Terpel	19,527
	Candelaria	Petromil	19,332
	Magangué	Terpel	909
	Mamonal	Exxon, Terpel, Petrobras, Chevron	38,361
	Oriana	Cooperativa Ayatawacoop	16,437
	San Andrés	Chevron	3,652
	Siape	Ecopetrol	4,538
	Termocartagena	Petromil	18,000
	Turbo	Comercializadora Proxxon y Zapata y Velazquez	6,300
Vopak	Brío	9,540	
TOTAL NORTE			193,432
OESTE	Buenaventura	Exxon, Chevron, Biocombustibles,	88,545
	Buga	Terpel	19,527
	Cartago	Exxon, Chevron, Biocombustibles, Petrobras	23,886
	Manizales	Terpel	10,800
	Mulalo	Terpel	38,700
	Pereira	Terpel	15,048
	Yumbo	Exxon, Chevron, Biocombustibles, Petrobras, ECP	156,926
TOTAL OESTE			353,432
SUR	Gualanday	Exxon, Chevron, Terpel, Biocombustibles, Petrobras	23,958
	Neiva	Exxon, Terpel, Biocombustibles, Petrobras	23,823
	Mariquita	Terpel, Exxon,	9,000
	Florencia	Terpel	9,311
	Leticia	Terpel	7,200
	Puerto Asís	Terpel	217,992
TOTAL SUR			291,284
TOTAL CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PAÍS			2,254,716

4.7 Capacidad de almacenamiento de Jet por Planta

	Centro	Operador	CAP.OPERACIONAL AJUSTADA
BOGOTA	Consortio	2 Energizar, 1 terpel, 1 Biocombustibles, 2 Hernández	32,110
	Mansilla	Biocombustibles	86,960
	Puente	Chevron, Exxon	44,584
	Puerto Carreño	Terpel	1,028
	Guaviare	Terpel	450
TOTAL BOGOTA			165,132
CENTRAL	Medellín	2 Chevron 2 Terpel	18,139
	Rionegro	Terpel	16,155
	Salgar	ECP	82,394
	Sebastopol	ECP	67,000
	El pedregal	Chevron	8,185
TOTAL CENTRAL			191,873
ESTE	Bucaramanga	Terpel	9,000
	Arauca	Terpel	900
TOTAL ESTE			9,900
NORTE	Barranquilla	Terpel	23,267
	Mamonal	Chevron, Exxon, terpel, Petrobras	19,341
	San Andrés	Chevron	11,597
TOTAL NORTE			54,205
OESTE	Mulalo	Terpel	15,390
	Yumbo	Exxon, Chevron, Biocombustibles, Petrobras	12,357
TOTAL OESTE			27,747
Sur	Leticia	Terpel	3,343
TOTAL SUR			3,343
TOTAL CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO PAÍS			452,200