



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

**Entregable I: Diagnóstico
Preliminar de la Situación Actual
en la Seguridad en el
Abastecimiento de
Hidrocarburos**

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

Bogotá, 7 de julio de 2008

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

| | | |
|--------------|---|------------|
| I. | INTRODUCCIÓN | 4 |
| II. | MARCO CONCEPTUAL Y DE POLÍTICA | 7 |
| II.A. | POLÍTICA ENERGÉTICA Y SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES | 7 |
| II.B. | ASPECTOS CONCEPTUALES SOBRE RIESGOS DE DESABASTECIMIENTO..... | 9 |
| II.C. | LAS POLÍTICAS DEL PLAN ENERGÉTICO NACIONAL Y LA SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO .. | 10 |
| III. | PETRÓLEO CRUDO | 13 |
| III.A. | PRODUCCIÓN HISTÓRICA Y PROYECTADA | 13 |
| III.B. | DEMANDA DE CRUDO | 16 |
| III.C. | INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO | 18 |
| III.D. | INFRAESTRUCTURA DE EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN | 20 |
| III.E. | MARCO REGULATORIO Y CONTRACTUAL | 21 |
| IV. | COMBUSTIBLES LÍQUIDOS | 26 |
| IV.A. | BALANCE PROYECTADO | 26 |
| IV.B. | ESTRUCTURA DE MERCADO..... | 31 |
| IV.C. | MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO..... | 44 |
| IV.D. | RELACIONES ENTRE AGENTES: PRÁCTICAS COMERCIALES Y CONTRACTUALES..... | 50 |
| V. | BIOCOMBUSTIBLES - ETANOL | 51 |
| V.A. | BALANCE PROYECTADO | 51 |
| V.B. | MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO | 53 |
| VI. | BIOCOMBUSTIBLES - BIODIESEL | 58 |
| VI.A. | BALANCE PROYECTADO | 58 |
| VI.B. | MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO | 60 |
| VII. | GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) | 64 |
| VII.A. | BALANCE PROYECTADO | 64 |
| VII.B. | ESTRUCTURA DE MERCADO..... | 68 |
| VII.C. | MARCO REGULATORIO..... | 74 |
| VIII. | GAS NATURAL | 81 |
| VIII.A. | BALANCE PROYECTADO | 81 |
| VIII.B. | ESTRUCTURA DE MERCADO..... | 88 |
| VIII.C. | MARCO INSTITUCIONAL Y REGULATORIO..... | 97 |
| IX. | SISTEMAS DE INFORMACIÓN – DIAGNÓSTICO PRELIMINAR | 118 |
| IX.A. | PETRÓLEO..... | 118 |
| IX.B. | COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y BIOCOMBUSTIBLES | 119 |
| IX.C. | GAS NATURAL | 120 |
| X. | RIESGOS DE DESABASTECIMIENTO | 121 |
| X.A. | COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y GLP | 123 |
| X.B. | BIOCOMBUSTIBLES | 137 |
| X.C. | GAS NATURAL | 145 |
| X.D. | ANÁLISIS GLOBAL DE RIESGOS..... | 154 |
| XI. | ANEXO 1: ENTREVISTAS Y TALLERES REALIZADOS | 160 |

| | | |
|--------------|---|------------|
| XII. | ANEXO 2: ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.... | 161 |
| XIII. | ANEXO 3: INVENTARIO DE NORMAS..... | 180 |

I. 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.

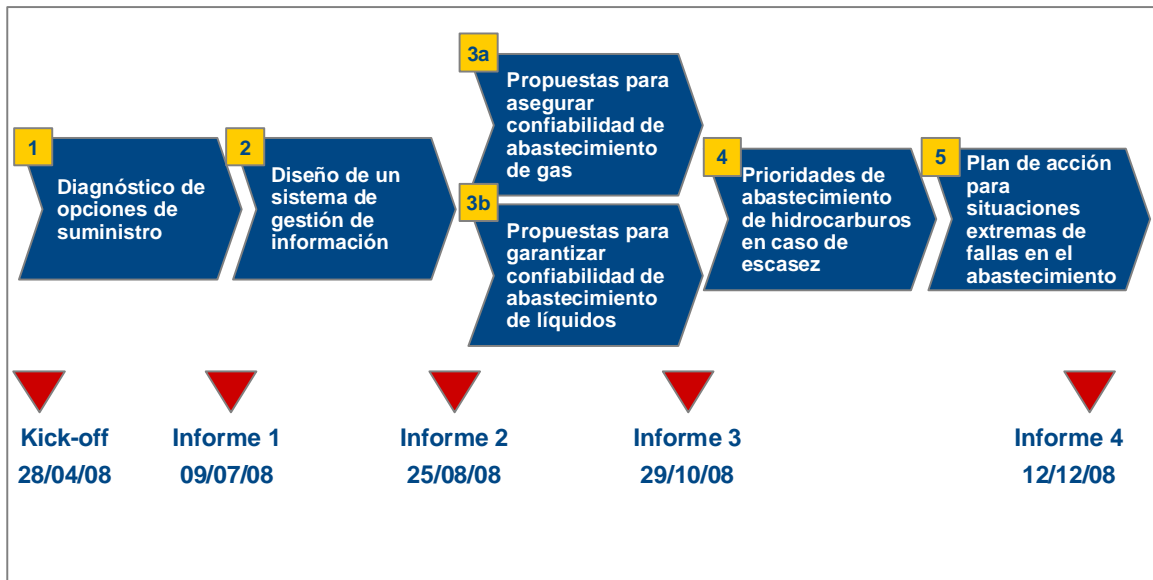
Este estudio es coordinado por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía (MME) y es supervisado por un Comité Técnico integrado adicionalmente por la Dirección de Gas del Ministerio, la Comisión de Regulación de Gas y Electricidad (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (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 **diagnóstico preliminar** de la situación actual de seguridad en el abastecimiento de hidrocarburos. La información presentada es el resultado del análisis de la información entregada a Arthur D. Little, de entrevistas a las cuatro instituciones gubernamentales coordinadoras del estudio así como otras que juegan un rol importante en el sector de Energía (DNP, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial), de los talleres realizados durante el mes de junio con las personas representativas de cada una de las cadenas de combustibles en Colombia y de algunas entrevistas con gremios y empresas importantes en la industria.

El informe que a continuación se presenta contiene un análisis para cada uno de los segmentos (petróleo crudo, combustibles líquidos, biocombustibles, gas licuado de petróleo y gas natural), incluyendo el análisis de las proyecciones de balance de oferta y demanda para un horizonte de 12 años, una caracterización general del sector incluyendo los distintos eslabones de la cadena de suministro, infraestructura, y el análisis de marco institucional y regulatorio identificando los puntos críticos de la reglamentación existente.

El objetivo central de esta sección es proveer un entendimiento de las principales fuentes de los energéticos considerados, la posible evolución de los mercados en materia de consumo y los potenciales cuellos de botella para el suministro de los mismos.

En concordancia con los objetivos del Estudio de mejorar la confiabilidad en el abastecimiento, y de mitigación de situaciones de emergencia, este informe introduce el marco general de análisis de riesgos. El marco conceptual distingue riesgos de diversa naturaleza incluyendo los asociados a la disponibilidad de recursos, riesgos derivados de la coordinación de los agentes de la cadena, riesgos operacionales y provocados por emergencias. En el análisis de riesgo se distinguen tres periodos de análisis: corto plazo

(hasta 2 años), mediano plazo (de 2 a 6 años) y largo plazo (mas de 6 anos). La evaluación de riesgos se hace en función de alguna medida de la probabilidad de que los riesgos se materialicen en el plazo estudiado y su potencial impacto. Para el primer análisis nos remitimos a la historia reciente y la situación actual de la infraestructura y entorno. El análisis de impacto se focaliza en el objetivo central del estudio que se refiere a la identificación de situaciones que pueden conducir al desabastecimiento de los energéticos considerados.

En la medida en que se reciba información complementaria el análisis y conclusiones de este informe podrán ser revisados.

II. Marco Conceptual y de Política

II.A. Política energética y seguridad del abastecimiento de combustibles

El abastecimiento adecuado de energía de un país constituye un objetivo de alta prioridad para todo Estado. En condiciones de abundancia y bajos precios, los problemas de abastecimiento aparecen menos relevantes.

Adicionalmente, en esquemas de mercado abierto como es el caso Colombiano, en los cuales el Estado se reserva las funciones de fijación de políticas, regulación y control, el objetivo de asegurar determinado nivel de abastecimiento energético requiere de especial tratamiento con el fin de asegurar que las fallas de mercado no produzcan situaciones de escasez con impactos negativos sobre la sociedad. La regulación del sector eléctrico constituye un buen ejemplo de cómo, a través de mecanismos como el Cargo por Confiabilidad en la generación de electricidad, de criterios de confiabilidad en la expansión del sistema de transmisión, y de incentivos de calidad del servicio en la distribución, se asegura el abastecimiento en el corto, mediano y largo plazo.

En el campo de los hidrocarburos, la situación actual de Colombia, caracterizada por la declinación de reservas de crudo y gas natural, unida a la incertidumbre en el hallazgo de nuevas reservas, hace imperiosa la necesidad de abordar la seguridad del abastecimiento, orientado en forma amplia hacia la identificación de riesgos de desabastecimiento en el corto, mediano y largo plazo; examinando en qué medida las actuales políticas energéticas logran enfrentarlos con el fin de formular las medidas complementarias y de ajuste que se consideren necesarias.

El concepto de seguridad del abastecimiento tiene varias interpretaciones en términos económicos y técnicos, ya sea porque se vea afectada dicha seguridad por las fuerzas del mercado o señales económicas de carácter regulatorio, o por fallas de carácter físico, técnico – operativo. Adicionalmente, el concepto también puede abarcar otros objetivos o restricciones de política relacionadas con el impacto ambiental y otros objetivos de política económica y social.

En este sentido, el concepto de seguridad del abastecimiento se aborda dentro de un marco de políticas definido actualmente por las diferentes instancias de decisión,

identificando en el diagnóstico en qué medida dichas políticas inciden sobre la seguridad de abastecimiento.

Un mayor grado de seguridad de abastecimiento implica mayores costos, los que a su vez, enfrentan límites en la disposición a pagar de los diferentes grupos de usuarios y pueden afectar el desempeño de los mercados al hacer determinados combustibles menos competitivos que otros, como también, afectando la competitividad de los mismos agentes económicos consumidores del energético.

En este sentido, las decisiones de seguridad del abastecimiento energéticos deben evaluarse en forma integral, considerando la canasta de energéticos sustitutos y de las diferentes alternativas de suministro.

En un contexto institucional y regulatorio orientado al mercado, el objetivo de seguridad y confiabilidad del suministro puede ser abordado bajo diferentes ópticas. La primera es dejar la confiabilidad estrictamente en manos del mercado, esto es, que cada agente defina el grado de confiabilidad que requiere y está dispuesto a pagar. La otra, es considerar dicha confiabilidad un bien público, especialmente para los sectores de consumo cuya demanda es inelástica al precio. En la realidad, se da una combinación de ambas situaciones.

De otro lado, en cuanto al suministro se refiere, se supone que sea el mercado el que se encargue del balance entre oferta y demanda. Sin embargo, existe el riesgo de que se presenten eventos de muy baja probabilidad de ocurrencia cuyo impacto puede ser considerable sobre la población, pero que el mercado no logra capturar adecuadamente para mitigarlos. Esa es, por ejemplo, la situación que se presenta cuando se dan cortes en el suministro de gas que afectan a la población residencial en los países septentrionales al tiempo que ocurre un día con temperaturas extremadamente bajas. También, puede darse la situación de desabastecimiento en el largo plazo si las condiciones institucionales y mecanismos de formación de precios no actúan en forma apropiada para dar a los agentes las señales que motiven decisiones de ajuste en la oferta y demanda con la debida anticipación.

En consecuencia, el reto para la confiabilidad del suministro es asegurar que el mercado siempre logre el balance entre oferta y demanda y que las inversiones a lo largo de la cadena son realizadas oportunamente con la menor intervención posible.

Corresponde entonces a los gobiernos definir políticas de seguridad del abastecimiento energético claras, asignando a cada institución y agentes las responsabilidades que le competen en cada eslabón de la cadena.

Las políticas energéticas en Colombia son fijadas por diferentes instancias decisorias del Estado a través de leyes expedidas por el Congreso, decretos del Gobierno Nacional y decisiones del CONPES, y en Resoluciones del MME. En el caso de la CREG, aunque este organismo no es concebido como fijador de políticas, sí tiene la capacidad de incidir, a través de decisiones de carácter regulatorio, sobre la política de confiabilidad del suministro y la utilización de los energéticos.

En las leyes se encuentra la política en materia petrolera y de hidrocarburos (Código de Petróleos y Ley de Regalías), la de distribución del gas natural a nivel domiciliario (Ley 142 de 1994 y Ley 401 de 1997) y la del GLP (ley 142 de 1994). Estas leyes se desarrollan con políticas a otros niveles, fijadas por las instituciones que forman parte del proceso de toma de decisiones. Por otro lado, existen las normas ambientales dentro de las cuales se debe enmarcar la política energética.

Las actividades de exploración y producción de crudo y gas natural; de refinación, la importación, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, la distribución domiciliaria de gas natural y GLP y los biocombustibles, se encuentran sometidas a diferentes grados de regulación bajo la tutela de diferentes entidades del Estado. En general, las políticas trazadas están orientadas a permitir la competencia donde sea factible, dejando bajo la órbita de la regulación de tarifas aquellos segmentos del mercado que corresponden a un monopolio natural o donde la competencia no es efectiva.

II.B. Aspectos conceptuales sobre riesgos de desabastecimiento

El riesgo de desabastecimiento lo definimos como posibles eventos que pueden generar disminución de la oferta de energéticos ya sea por eventos previsible o por emergencias operacionales en cualquier eslabón de la cadena. En la primera categoría denominada “riesgos de suministro” se hace un análisis de las debilidades de las cadenas de suministro generadas tanto por señales regulatorios equivocadas, debilidades en el desarrollo de los mercados o fracasos en la búsqueda de nuevas fuentes de energía. Un ejemplo de este tipo de riesgos es “fracaso exploratorio” el cual, aunque no es una variable que dependa del ningún actor, puede ser un riesgo previsible dada la tasa de declinación de las reservas.

La segunda categoría “riesgos operaciones” hace referencia a eventos impredecibles o emergencias que se pueden presentar afectando parcial o totalmente el abastecimiento de cualquier energético. Dentro de esta categoría se clasificarían cualquier tipo de paradas

en la producción, accidentes en la infraestructura de transporte, o emergencias en las instalaciones de los mayoristas o distribuidores.

Para sortear los riesgos de desabastecimiento es posible establecer sistemas de respuesta que afecten tanto a la oferta como a la demanda. Desde el punto de vista de la oferta, se pueden adoptar criterios generales para incrementar la confiabilidad del suministro tales como redundancias de elementos de la infraestructura, capacidad de almacenamiento, niveles mínimos de inventarios, facilidades para la importación y exportación. En materia de política se pueden establecer estrategias para la diversificación de la canasta, utilización de energéticos sustitutos (especialmente en el sector eléctrico) e incluso acuerdos internacionales de suministro energético como al que están suscritos los países del OECD a través de la Agencia Internacional de Energía.

Desde el punto de vista de la demanda, eventuales problemas de desabastecimiento tienen que activar políticas para la reducción de la misma, bien sea por desplazamiento a otros energéticos o restricciones al consumo. En este sentido algunos países han adoptado políticas para la construcción de plantas de generación eléctrica duales, mecanismos de priorización de suministro en casos de escasez o campañas en medios masivos para desincentivar el uso de determinado energético.

Con el ánimo de establecer sistemas que permitan hacer seguimiento a posibles riesgos de desabastecimiento energético, diversos países han establecido mecanismos de seguimiento y monitoreo en cada uno de los eslabones de la cadena. Una vez realizado el diagnóstico inicial de los riesgos nos enfocaremos en el diseño de indicadores que permitan dar alertas tempranas en caso de problemas de este tipo en alguna de las cadenas.

II.C. Las Políticas del Plan Energético Nacional y la Seguridad del Abastecimiento

La política energética colombiana se encuentra enmarcada dentro de los lineamientos establecidos por el Plan Visión Colombia 2019, el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 y el Plan Energético Nacional 2006 – 2025. Estos documentos establecen el esquema de política dentro del cual se desarrollara este estudio cuyos principios describen a continuación:

- Fortalecimiento de la seguridad energética del país: Se establecer dos aspectos sobre los cuales se promoverá la seguridad energética: Confiabilidad e Infraestructura. El gobierno propenderá por políticas que estimulen la inversión privada en la capacidad de producción, transporte y distribución necesaria para ofrecer un abastecimiento confiable a todos los agentes del mercado.

- Promoción del uso eficiente de la canasta energética: Una distribución eficiente depende en gran medida de señales de precios adecuadas para los consumidores, en este sentido Colombia seguirá trabajando en el desmonte de los subsidios a los energéticos con el fin de que los mercados asignen de la mejor manera los recursos.
- Consolidación de la integración regional: Dado que Colombia se encuentra en una región donde los países poseen recursos energéticos complementarios, el país seguirá buscando las mejores alternativas para establecer mecanismos regulatorios y de infraestructura en procura de la optimización de fuentes energéticas en la región.

Dados los anteriores lineamientos en el Plan Energético Nacional 2006-2025 se establecieron los siguientes objetivos:

1. Asegurar el abastecimiento energético y sostenibilidad del sector: Se establecen dos principales áreas donde se enfocarán las estrategias para lograr este objetivo: a) incrementos en la disponibilidad de recursos, lo cual implica mantener incentivos para la inversión privada en la exploración y explotación de los recursos energéticos colombianos y b) sostenibilidad tanto ambiental como institucional en el largo plazo. Colombia continuará con la implementación de los estándares mínimos de calidad en todos sus combustibles y en materia institucional procurará por coordinación entre las diferentes entidades de forma que se promueva la eficiencia y seguridad en los mercados. En particular se puntualiza sobre la importancia de la coordinación del sector gas con electricidad.
2. Formulación de precios de mercado que aseguren competitividad: La UPME desarrollará diferentes estudios y mecanismos para identificar las barreras en la formación eficiente de precios y proponer modificaciones regulatorias que las mitiguen
3. Consolidar esquemas de competencia en los mercados: dentro de este objetivo de espera fortalecer medidas para incrementar la competencia y por ende los mecanismos para la formación de precios en el mercado. Igualmente se propone reevaluar la normatividad en torno a la integración vertical especialmente en la cadena de abastecimiento del Gas Natural con el ánimo de adoptar mecanismos que promuevan los proyectos de infraestructura en el transporte. Así mismo, se deberán procurar mecanismos que permitan un efectivo acceso de terceros a la infraestructura de transporte en todas las cadenas.
4. Maximizar cobertura con desarrollo local: Colombia espera desarrollar proyectos que permitan ampliar la oferta energética en zonas rurales y no interconectadas con el fin de promover el desarrollo económico rural.

5. Consolidar la integración energética regional: Los mayores retos en materia de integración se encuentran en la armonización de los marcos regulatorios de forma que se faciliten las transacciones energéticas y en la promoción de los proyectos de infraestructura los cuales son de especial importancia para el mercado del gas y eléctrico. De igual forma se plantea monitorear permanentemente los indicadores de competitividad del sector para mantenerlos alineados con las mejores practicas de la industria.

Finalmente es importante mencionar que además de los objetivos descritos anteriormente el Plan Energético Nacional establece dos estrategias transversales: la promoción de uso de fuentes no convencionales de energía y la utilización de criterios de sostenibilidad ambiental en cada una de las estrategias planteadas.

A lo largo del desarrollo del presente estudio de irán abordando los elementos de política pertinentes a cada combustible y su relación con los sustitutos.

III. Petróleo Crudo

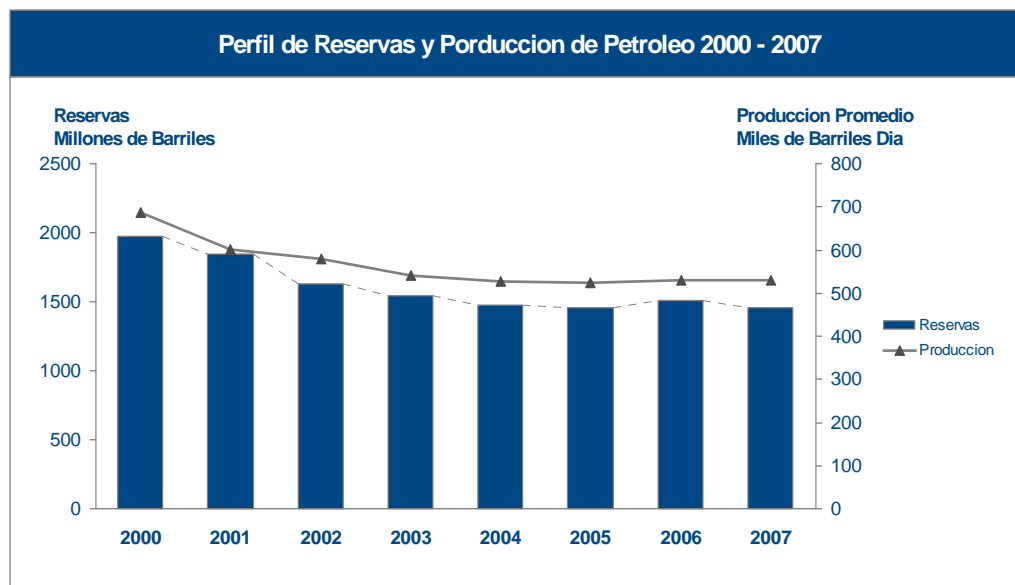
III.A. Producción histórica y proyectada

- Descripción de la Situación Actual

Las reservas de petróleo reportadas al cierre del 2007 alcanzaban los 1.458 millones de barriles, lo cual implica una declinación anual promedio de 5% en el período 2000-2007. Aunque el 2006 tuvo un balance positivo incrementando las reservas en 57 millones de barriles, al cierre del 2007 estas cayeron en 52 Millones de barriles.

La producción de crudo en el 2007 fue de 531 mil barriles día. Aunque la misma ha venido cayendo desde el año 2000 a una tasa promedio de 4%, desde el 2005, la tasa de declinación de la producción se ha estabilizado en alrededor del 1% logrando continuidad en la oferta de crudo.

Perfil de reservas y producción de petróleo



Fuente: ANH

La producción colombiana de petróleo está principalmente concentrada en el oriente del país. El campo Caño Limón operado por Occidental de Colombia y los Campos Cusiana y Cupiagua concentran la mayor producción de crudos livianos en el país.

La producción de crudos pesados ha estado aumentando principalmente por el incremento del petróleo proveniente del campo Castilla, que representa al 11.3% de la producción nacional y Rubiales, que aporta el 4%. Dadas las estadísticas de producción y reservas, el índice de reservas /producción para el 2007 fue de 7.5 años.

- Perspectivas de la oferta de crudo

De acuerdo con las estimaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, existen cuatro posibles escenarios de producción de petróleo dependiendo del tamaño de los nuevos descubrimientos, la adición de reservas por recuperación mejorada y el éxito de los contratos en exploración como se detalla a continuación:

Supuestos de los escenarios de Oferta de petróleo

| Hipótesis | Escenarios | | | |
|----------------------------------|--|---|--|---|
| | Escasez | Medio, sesgo al petróleo | Medio, sesgo al gas | Abundancia |
| Campos en producción | Perfiles de producción según modelización de IHS. Igual para todos los escenarios. Reservas 1794 MMBbbls de petróleo y 3 Tcf de gas | | | |
| Ballena-Chuchupa | Igual para todos los escenarios. Pasa de 490 MMcf/d a un "plateau" de producción de 720 MMcf/d a 5 años, luego declina al 10,1% anual | | | |
| Adición de reservas por EOR | 2% (petróleo) | 4% (petróleo) | 2% (petróleo) | 6% (petróleo) |
| La Cira-Infantas | A partir de 2008; acelera producción, no incrementa reservas | | | |
| | 25 MMBbbls a | 30 MMBbbls a | 25 MMBbbls a | 30 MMBbbls a |
| Castilla-Chichimeni | Reservas: 230 MMBbbls Producción 2006-7 55 Kbd 2008-9 60 Kbd 2010 90 Kbd | Reservas: 292 MMBbbls Producción 2006-7 58 Kbd 2008-9 90 Kbd 2010 120 Kbd | Reservas: 230 MMBbbls Producción 2006-7 55 Kbd 2008-9 60 Kbd 2010 90 Kbd | Reservas: 292 MMBbbls Producción 2006-7 58 Kbd 2008-9 90 Kbd 2010 120 Kbd |
| Rubiales | Reservas: 35 MMBbbls Producción 2006 15 Kbd 2007 40 Kbd | Reservas: 50 MMBbbls Producción 2006 20 Kbd 2008-50 Kbd | Reservas: 35 MMBbbls Producción 2006 15 Kbd 2007 40 Kbd | Reservas: 50 MMBbbls Producción 2006 20 Kbd 2008-50 Kbd |
| Cocorná-Hinares | Reservas: 25 MMBbbls Producción 2006 10 Kbd 2007 20 Kbd | Reservas: 35 MMBbbls Producción 2006 10 Kbd 2008-20 Kbd | Reservas: 25 MMBbbls Producción 2006 10 Kbd 2007 20 Kbd | Reservas: 35 MMBbbls Producción 2006 10 Kbd 2008-20 Kbd |
| Descubrimientos no desarrollados | Perfiles de producción según modelización de IHS. Estas proyecciones fueron ajustadas para evitar duplicación con los proyectos modelizados individualmente. Son iguales para todos los escenarios | | | |
| Cusiana-Cupiagua | 2,5 Tcf | 2,5 Tcf | 3,5Tcf | 4,5 Tcf |
| Tayrona | 1 Tcf | 2 Tcf | 4,5Tcf | 7 Tcf |
| Sinú offshore | 1 Tcf | 2 Tcf | 4,5Tcf | 7 Tcf |
| Siriri/Gibraltar | 0,6 Tcf | 1 Tcf | 4 Tcf | 6 Tcf |
| "Yet to find" genéricos | Adaptado de la modelización de IHS, en forma proporcional a los volúmenes a descubrir para alcanzar la dimensión característica de cada escenario (*) | | | |
| | Crudo 1000 MMBbbls Gas 3 Tcf | Crudo 3300 MMBbbls Gas 6,5 Tcf | Crudo 2000 MMBbbls Gas 15,5 Tcf | Crudo 5000 MMBbbls Gas 25 Tcf |

Fuente: ANH

Teniendo en cuenta las características descritas anteriormente y el perfil de producción de los nuevos descubrimientos los principales resultados de los escenarios son:

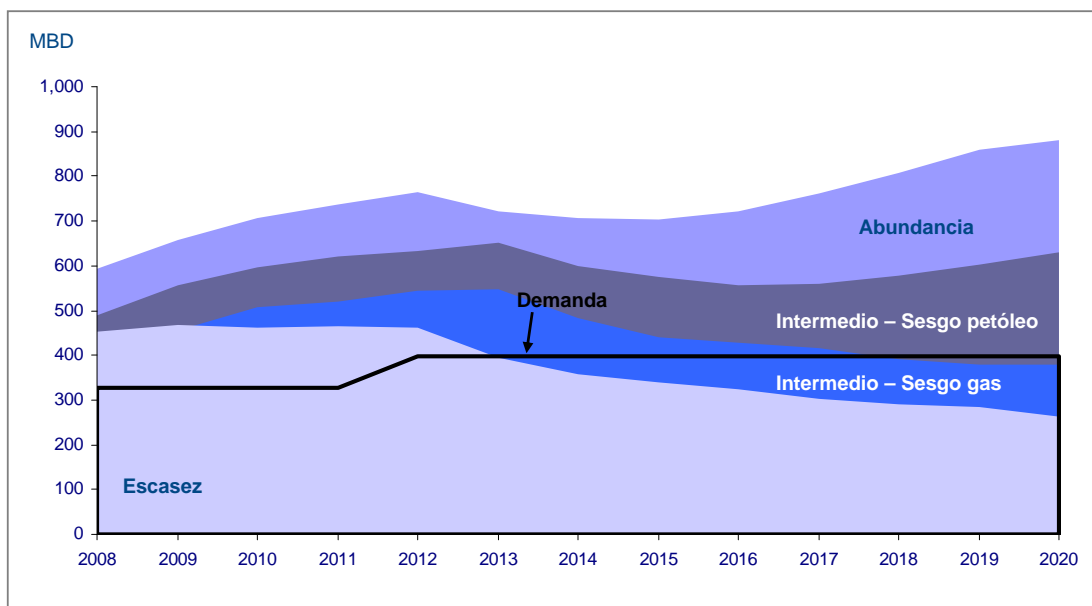
Escasez: En el corto plazo continua la declinación de la producción a una menor tasa pero sostenida, en el mediano plazo (2013-2015) la producción de crudo cae por debajo de la cantidad demandada por las refinerías nacionales y es necesario importar.

Intermedio con sesgo al gas: Continua la caída de la producción de crudo a una tasa suave pero sostenida, y se acentúan esfuerzos en la exploración de gas, sin embargo hacia el 2011-2014 se presentan moderados hallazgos de crudo y gas generando excedentes para mantener las exportaciones. La mezcla nacional de crudos se hace mas pesada. Hacia el 2020 el balance nacional se convierte en ligeramente deficitario.

Intermedio con sesgo al petróleo: Se reduce la caída de la producción debido a recuperación secundaria de campos existentes, desarrollo de crudos pesados y hallazgos tempranos. En el mediano plazo se esperaría una recuperación de la producción diaria de crudo e incremento de la producción de crudos pesados. En el largo plazo este escenario generaría excedentes de exportación y autoabastecimiento.

Abundancia: se estabiliza la caída de la producción de crudo debido a incrementos por recuperación secundaria en campos existentes, desarrollo de crudos pesados y nuevos descubrimientos, en el mediano plazo se presenta un incremento significativo de la producción por nuevos descubrimientos y en el largo plazo se mantienen los excedentes de crudo para exportación y se reemplazan las reservas producidas.

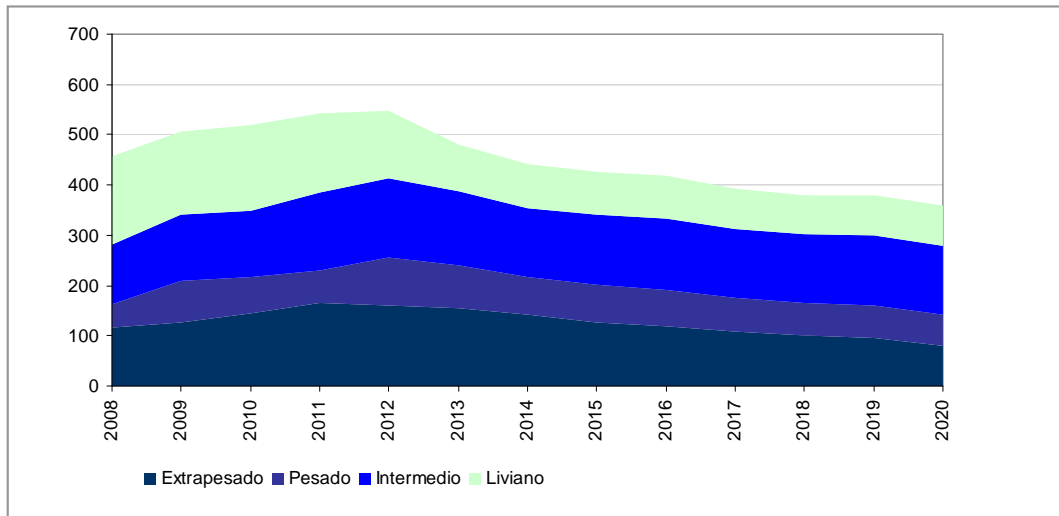
Perfil de producción de petróleo (2008 – 2020)



Fuente: ANH

Con respecto a las calidades de los crudos producidos, se espera un incremento en la producción de crudos pesados debido al potencial de este tipo de hidrocarburos en los llanos y el desarrollo de los campos Castilla y Rubiales. Conforme a los escenarios planteados anteriormente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos en su escenario Base (Intermedio con sesgo al Gas) espera un incremento en la producción de crudos pesados en el mediano plazo como se indica a continuación:

Perfil de producción de Petróleo 2008 – 2020 (Caso Base, MBD)



Fuente: ANH

El cambio en la calidad de la canasta de crudos colombianos le implicara a las refinерías colombianas algunas modificaciones para poder procesar crudos mas pesados y al mismo tiempo obtener productos de las calidades establecidas por la ley como se explicara en el siguiente capitulo.

III.B. Demanda de Crudo

Colombia cuenta con una capacidad de refinación de 328 MBD, distribuidas principalmente entre las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena.

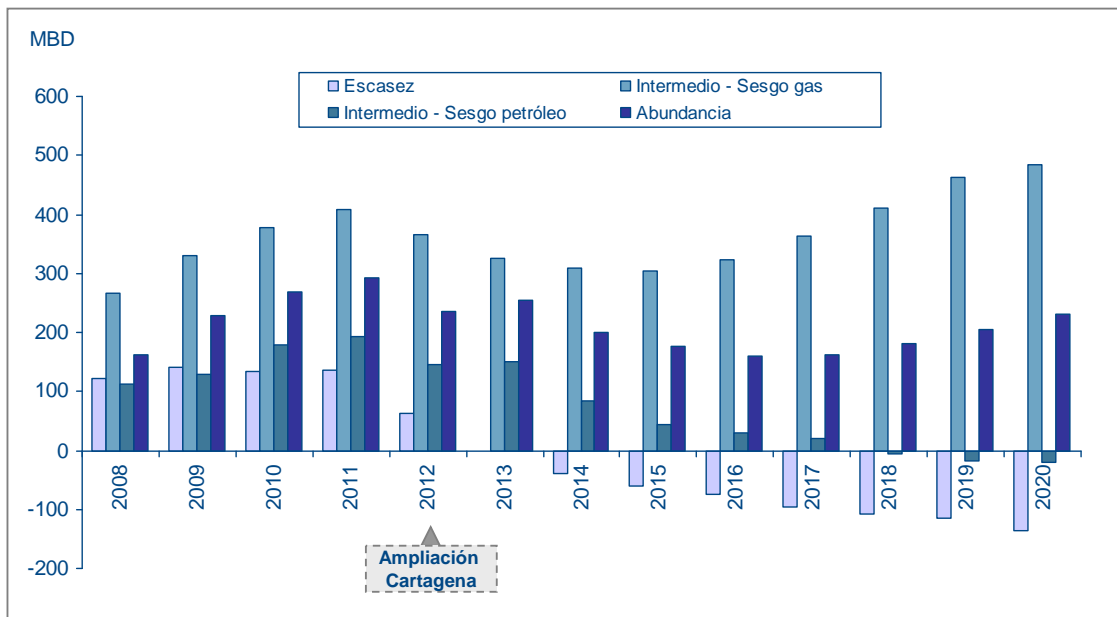
De acuerdo a cifras de ECOPETROL, en 2007 la demanda total de crudo fue de 313 MBD, lo cual implica un nivel del utilización del 95% de la capacidad instalada.

La refinерía de Barrancabermeja actualmente tiene una capacidad operativa de 250 miles de barriles día. Barrancabermeja demanda mezclas de crudo de alrededor 23.09 °API (68.5%) y en menor medida crudos ligeros de mas de 42 °API (21%) y crudos parafínicos (8.3%). Durante el primer trimestre del ano 2008 la refinерía procesó en promedio 225 MBD, con un nivel de utilización del 84.6%.

La refinera de Cartagena tiene una capacidad operativa de 80 MBD con proyección de aumentar a 150 MBD en 2012. Durante el primer semestre del 2008, la refinera demandó 79.1 miles de barriles por día y alcanzó un factor de utilización del 76%.

Prácticamente la totalidad de los crudos procesados en las refineras son de origen nacional, principalmente provenientes de las cuencas de los Llanos Orientales, Magdalena Medio y Magdalena Superior. Adicionalmente, durante los últimos años se importaron entre 6 y 8 MBD, debido a ciertas restricciones en el parque refinador para procesar una mezcla de crudos producidos cada vez más pesados.

Balance proyectado de petróleo



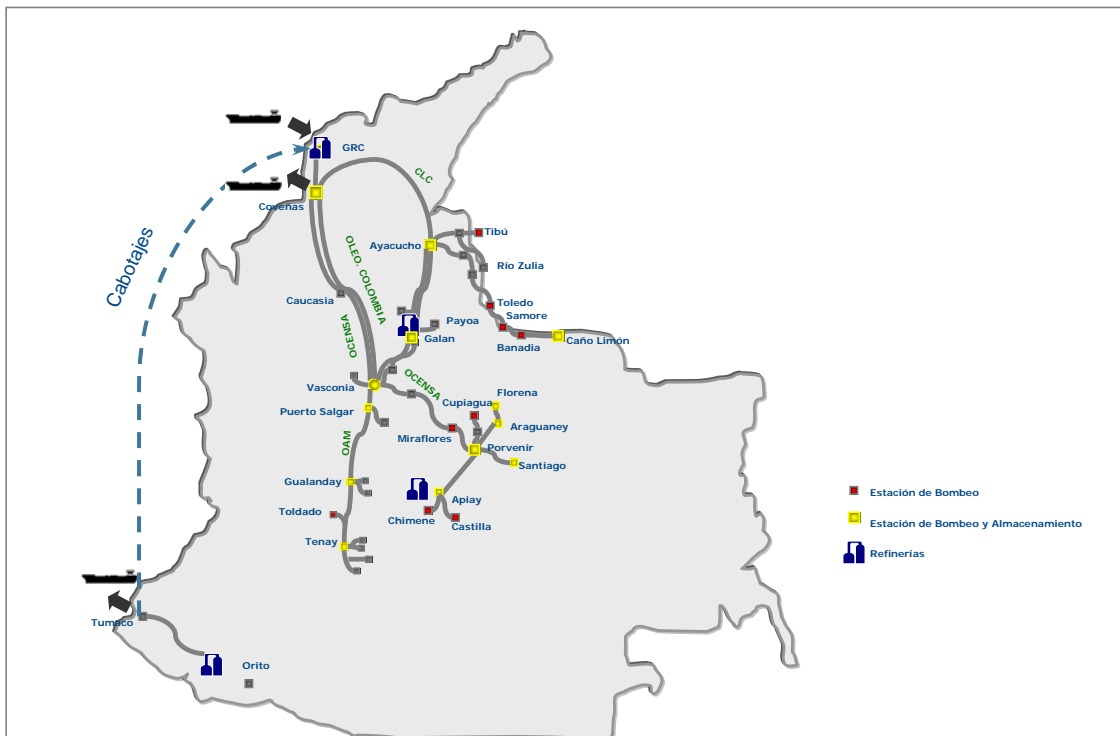
Fuente: ANH, análisis Arthur D. Little

Dadas las proyecciones de producción de petróleo incluyendo los campos en producción, la recuperación secundaria, el desarrollo de crudos pesados y nuevos éxitos exploratorios, el balance de petróleo sería negativos solo en los escenarios de *Escasez* (a partir del 2014) y el escenario *Intermedio con sesgo al gas* (a partir del 2018). En el caso Base se estima la continuidad en la posición excedentaria durante el todo el período de proyección.

III.C. Infraestructura de Transporte y Almacenamiento

Colombia cuenta con una red de oleoductos que conecta los principales campos productores con las refinерías y puertos de exportación. La totalidad de la red de oleoductos alcanza 4.672 Km de los cuales el 24% es propiedad de ECOPEPETROL, 60% es propiedad de ECOPEPETROL en asociación con terceros y 17% es propiedad de terceros.

Logística de petróleo crudo



Fuente: ECOPEPETROL

Los tramos que transportan mayor cantidad de petróleo son los que conectan los campos productores del oriente con el puerto de exportación en Coveñas (El Porvenir – La Belleza – Vasconia - Coveñas), el cual en promedio transporta 242 MBD y el tramo que conecta Vasconia con la refinерía de Barranca el cual tuvo un caudal de 125 MBD

Descripción del sistema de oleoductos

| Operación | Estación Inicial | Estación Final | Diámetro (Pulgadas) | Longitud (Km) | Capacidad Operativa (kB/dc) | Crudo transportado 2007 | Utilización % |
|-----------|------------------|----------------|---------------------|---------------|-----------------------------|-------------------------|---------------|
| OAM | Tenay | Vasconia | 20 | 398 | 99 | 90.4 | 91% |
| Colombia | Vasconia | Coveñas | 24 | 481 | 201 | 77 | 38% |
| ECP-OXY | Caño Limón | Zulia | 18-20 | 284 | 168 | 97 | 58% |
| ECP-OXY | Zulia | Coveñas | 24 | 486 | 168 | 97 | 58% |
| Ocensa | Cusiana | El Porvenir | 30 | 33 | 500 | 87 | 17% |
| Ocensa | El Porvenir | La Belleza | 30-36 | 189 | 500 | 242 | 48% |
| Ocensa | La Belleza | Vasconia | 30 | 92 | 500 | 242 | 48% |
| Ocensa | Vasconia | Coveñas | 30 | 475 | 298 | 136 | 46% |
| ECP-Lasmo | Santiago | El Porvenir | 10 | 79 | 12 | 14 | 117% |
| ECP | Vasconia | CIB | 20-12 | 171 | 200 | 125.3 | 63% |
| ECP | Vasconia | Velasquez | 08-12-16 | 15 | 25 | 28.7 | 115% |
| ECP | Ayacucho | CIB | 14 | 187 | 43 | 35.1 | 82% |
| ECP | Apiay | Porvenir | 16-12 | 126 | 86 | 79.4 | 92% |
| ECP | Araguaney | Porvenir | 14-12 | 104 | 41.5 | 44.2 | 107% |

Fuente: ECOPETROL

Dado el promedio transportado en el 2007, existen 2 oleoductos que están siendo operados al 90% o más de su capacidad operativa:

- Tenay – Vasconia: Este campo conecta los campos productores del sur colombiano con el sistema central y esta operando al 91% de su capacidad total
- Araganey, Apiay, Santiago – Porvenir: La estación de El Porvenir al recoger el flujo de Araganey, Apiay y Santiago, está operando al 100% de su capacidad.

El sistema de oleoductos cuenta con 13 estaciones de bombeo y 22 estaciones de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento de la refinería Barrancabermeja es de 2MM Bbls. En términos de almacenamiento estratégico existen dos terminales adicionales a Barranca donde ECOPETROL mantiene inventarios: Ayacucho (400K bbls), y Vasconia (400K bbls).

Adicional a la capacidad de almacenamiento estratégico, Ecopetrol mantiene inventarios de crudos en los siguientes centros: Ayacucho, Banadia, Caño Limón, Coveñas, Orito, Porvenir, Samore, Tumaco y Toledo, los cuales a mayo del 2008 presentaron el siguiente balance:

| Almacenamiento | Caño Limón | Cusiana | Cupiagua | Mezcla | Floreña |
|-------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Capacidad utilizada | 1,629,320 | 671,000 | 795,600 | 4,747,574 | 80,000 |
| Capacidad Operacional | 2,110,800 | 804,000 | 975,300 | 5,817,009 | 100,000 |
| % de utilización | 77% | 83% | 82% | 82% | 80% |

En la actualidad existe un alto nivel de inversión en Exploración y Producción en Colombia. Para los efectos de este proyecto las inversiones críticas relacionadas al abastecimiento son las que permitirán la adecuada evacuación de los crudos de los centros de producción a los de procesamiento. En la sección de combustibles líquidos se describen las principales inversiones en refinación. En materia de transporte, ECOPETROL tiene planeado construir un oleoducto para conectar los campos de Rubiales y Castilla al sistema central. En materia de transporte, ECOPETROL tiene planeado construir un oleoducto para conectar los campos de Rubiales y Castilla al sistema central. Adicionalmente en caso de concretarse la construcción de la planta de upgrading se podría importar crudos pesados y habilitar la línea Ayacucho 12'' que actualmente esta en desuso; este reacondicionamiento podría tardar 1 año.

III.D. Infraestructura de Exportación e Importación

Actualmente la red de oleoductos esta diseñada y es usada solamente para exportación. El crudo es evacuado en su totalidad desde el puerto de Coveñas. Existen algunas importaciones menores de crudo las cuales se realizan a través del puerto de Cartagena, con capacidad para recibir buques de hasta 350 KB. Algunos volúmenes menores son transportados a la refinería de Cartagena a través de cabotajes desde el puerto de Tumaco. Las importaciones hasta el momento han sido de crudos provenientes de Estados Unidos, Trinidad y Tobago, Angola y Nigeria, tratándose en la mayoría de los casos de crudos ligeros por restricciones en la capacidad de conversión del parque refinador.

En caso de ser necesario importar crudo para la refinería de Barrancabermeja, solo se podría realizar a través del Río Magdalena, y el transporte desde Coveñas podría demorar alrededor de 5 días. En caso de ser inminente el escenario de importación, ECOPETROL podría habilitar una línea Ayacucho – Coveñas (12'') que actualmente está en desuso.

III.E. Marco regulatorio y contractual

El Plan Energético Nacional 2006-2025 estableció algunas estrategias de política relevantes para el sector *upstream* de hidrocarburos, dentro de los cuales se enmarca el análisis de este estudio y se describen a continuación:

1. Mantener condiciones atractivas para mantener altos niveles de inversión en exploración y producción
2. Desarrollar mecanismos para asegurar que la producción interna de hidrocarburos se destine prioritariamente a la atención de la demanda interna.
3. Acelerar el recobro de las reservas existentes

Por otra parte, la regulación de las diferentes actividades de la cadena de producción contempla factores determinantes de la seguridad del abastecimiento en diferentes dimensiones de su aplicación. A continuación se enuncian las más relevantes, las cuales serán consideradas en las secciones que se desarrollan a continuación para cada producto.

- Organización institucional y sectorial.- Está relacionada con la conformación e identificación de instituciones y agentes indispensables para desarrollar los diferentes roles que se requiere para disponer el producto desde su origen hasta el consumidor final.
- Regulación de señales económicas.- Consiste en la creación de las condiciones para la fijación o formación de precios, tarifas y subsidios (de requerirse de acuerdo con la política económica y energética) y relaciones contractuales entre los agentes, de tal manera que hagan económicamente viable la ejecución de todas las actividades de la cadena de suministro para atender la demanda en forma eficiente.
- Regulación técnica.- Consiste en la fijación de normas relacionadas con especificaciones constructivas, de calidad, confiabilidad y seguridad.

La industria del petróleo está declarada en el código de Petróleos de utilidad pública en sus ramos de exploración, explotación, refinación, transporte y distribución.

A. *Organización Institucional*

En esta sección se analiza la organización del sector, bajo la óptica de las responsabilidades en la seguridad del abastecimiento de los combustibles, con el fin de identificar los roles de cada participante, los mecanismos de coordinación, las posibles fuentes de conflicto en toma de decisiones que puedan afectar el abastecimiento, y aspectos que puedan requerir de definiciones, ya sea en la regulación de procedimientos o la implantación de mecanismos e instrumentos de información y coordinación.

Las funciones pueden clasificarse en dos grandes grupos. El primero, referente a las funciones que competen al Estado, consistentes en la definición del marco legal (leyes

que rigen la prestación de servicios públicos, creación de instituciones, asignación de competencias a las autoridades), de políticas, de regulación de las actividades en sus diferentes aspectos (agentes participantes, requerimientos de calidad, confiabilidad, seguridad de las instalaciones, operación, precios, asignación de etc.) y de control de las mismas. El segundo grupo, aquellos roles que competen a los agentes (públicos o privados) encargados del abastecimiento en las diferentes etapas de la cadena.

De acuerdo con el Decreto 070 de 2001, el Ministerio de Minas y Energía tiene amplias facultades para fijar políticas, adoptar planes, y tomar las acciones que la Nación considere necesarias para asegurar la prestación de los servicios públicos y el suministro energético. En tal sentido, el Art.3° del citado Decreto señala que el Ministerio tendrá las siguientes funciones, en términos generales:

- Adoptar la política en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de hidrocarburos. Igualmente, adoptar la política nacional sobre el desarrollo de fuentes alternativas¹
- Adoptar planes de desarrollo del sector energético para lo cual se deberán identificar las necesidades. Los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda.
- Adoptar reglamentos
- Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las Empresas de Servicios Públicos del sector energético.
- Impulsar, bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible.
- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial para el uso de las autoridades y del público en general.
- Proponer fórmulas de solución a los conflictos que se puedan presentar entre las empresas del sector energético, sin perjuicio de las facultades otorgadas en esta materia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, por las normas legales vigentes.
- Asegurar que se realicen en el país por medio de empresas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos según previo concepto del Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes.
- Organizar las licitaciones directamente o a través de contratos con terceros, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de

¹ El Decreto Legislativo 1760 de 2003 asignó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (“ANH”) la administración integral de las áreas hidrocarburíferas de la Nación y le asignó entre sus funciones especiales la de diseñar los modelos de contratación para la exploración y explotación de hidrocarburos. La ANH es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo Consejo Directivo es presidido por el Ministro

hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 1994, siempre que la Nación lo considere necesario.

La tabla siguiente presenta en forma resumida las instituciones, agentes y principales roles relacionados con el abastecimiento del petróleo crudo.

Organización Institucional sector petróleo

| ENTIDAD / AGENTE | EXPLORACIÓN / PRODUCCIÓN / TRANSPORTE |
|-----------------------|---|
| CONGRESO | Define marco legal de exploración y explotación |
| MME | Fija políticas, adopta planes, responsabilidad del abastecimiento |
| ANH | Regula, administra y asigna recursos hidrocarburíferos |
| | Evalúa el potencial hidrocarburífero del país |
| | Adelanta acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos |
| | Fija volúmenes y precio de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para refinación interna |
| ECOPETROL | Produce crudo - Importa y Exporta crudo |
| | Refina |
| | Propietario y operador de oleoductos |
| OTROS PRODUCTORES | Producen y exportan crudo |
| OTROS TRANSPORTADORES | Poseen y operan oleoductos |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Del conjunto de entidades y agentes, y de la asignación de roles se puede concluir lo siguiente:

- La ANH tiene la responsabilidad de crear las condiciones para promover la exploración y explotación de petróleo. Adicionalmente valora el potencial hidrocarburífero del país.
- La ANH fija los volúmenes y precios del crudo de concesión que se requiere para refinación interna.

- ECOPETROL y cualquier refinador puede importar petróleo crudo para refinación.
- El MME adopta planes orientados a satisfacer la demanda.
- De acuerdo con lo anterior, existen mecanismos legales e instrumentos de ejecución (a través de las empresas de refinación) para abastecer al país de petróleo crudo que pueda ser requerido para ser refinado en el país.

B. Contratos de Exploración y Producción

A partir del 2003 la Agencia Nacional de Hidrocarburos es la administradora de los recursos de la nación. Las empresas privadas pueden acceder a la concesión de tierras para exploración y producción a través de la firma de contratos de Exploración y Producción (E&P) o contratos de evaluación técnica (TEA) cuyas principales características son:

- El criterio de adjudicación es “primero en llegar primero en atender”, sin embargo, en los últimos tres años la ANH ha realizado rondas de negociación para adjudicar los bloques de mayor prospectividad.
- Autonomía del inversionista, no hay participación del Estado, solo supervisa compromisos
- El Inversionista asume todos los riesgos a cambio del 100% de derechos de producción (después de regalías)
- Regalías: variables entre el 8% y el 25%, según volumen mensual de producción del campo de conformidad con la Ley 141 de 1994 modificada por la ley 756 de 2002.
- Para los E&P se establecen plazos de exploración de 6 años ampliable por otros 4 y explotación por 24 años, ampliable hasta el límite económico del yacimiento bajo ciertas condiciones
- En el caso de contratos E&P, si hay descubrimiento, se tiene derecho a 2 años de evaluación para crudos livianos y 4 para GN y crudos pesados

En general los términos fiscales han sido positivos para la reactivación de la exploración de petróleo en el país. A partir del 2003 la ANH ha logrado firmar más de 30 contratos anuales y con la perforación de más de 60 pozos en el 2007. En este sentido, el riesgo de desabastecimiento de petróleo no se deberá a la falta de incentivos en materia fiscal sino, en todo caso, a los resultados de la exploración en si misma.

C. Seguridad en el abastecimiento

Aunque las empresas privadas tienen el derecho de exportar o vender la producción de su propiedad, los artículos 58 y 215 del código de petróleos establecen que las empresas privadas deben darle prioridad al abastecimiento interno. En caso de requerirse el crudo para abastecer el parque refinador, el Ministerio de Minas determinara los volúmenes y los precios correspondientes. De acuerdo con la Resolución 181709 del 2003 el contratista recibirá un precio calculado con base en el promedio de las cotizaciones del

WTI en las fechas de entrega ajustado por calidad (°API y Azufre), transporte (dependiendo el lugar de entrega) y la tarifa de comercialización.

En términos de la capacidad de transporte las empresas pueden construir oleoductos adicionales siempre y cuando cumplan con la reglamentación en la materia (en revisión) y sea aprobado por el Ministerio de Minas y Energía. Las tarifas de transporte por oleoductos son expedidas por el MME de acuerdo con los artículos 56, 57 y 202 del Código de Petróleos.

IV. Combustibles Líquidos

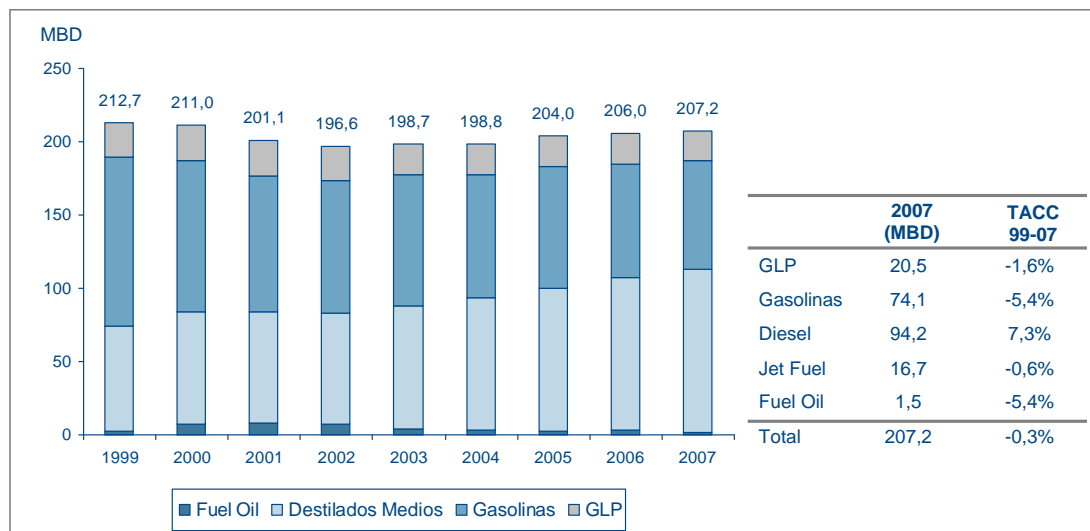
En esta sección nos referiremos a la situación actual de abastecimiento de los principales combustibles líquidos incluyendo gasolinas, diesel (ACPM), Jet Fuel y Fuel Oil.

IV.A. Balance Proyectado

- Contexto Actual

Las ventas de combustibles líquidos en el mercado lícito de Colombia fueron de 207 miles de barriles diarios (MBD) en promedio en 2007², mostrando un incremento del 0,6% con respecto al año anterior, pero inferior a los valores observados hace una década (234 MBD en 1999).

Ventas legales de combustibles



Fuente: ECOPETROL

Tras un sostenido incremento (+7,3% en promedio desde 1999), el diesel o ACPM ha desplazado a las gasolinas representando en 2007 un 45% de las ventas. Las gasolinas representan algo más de una tercera partes del total (36%), con un significativo retroceso

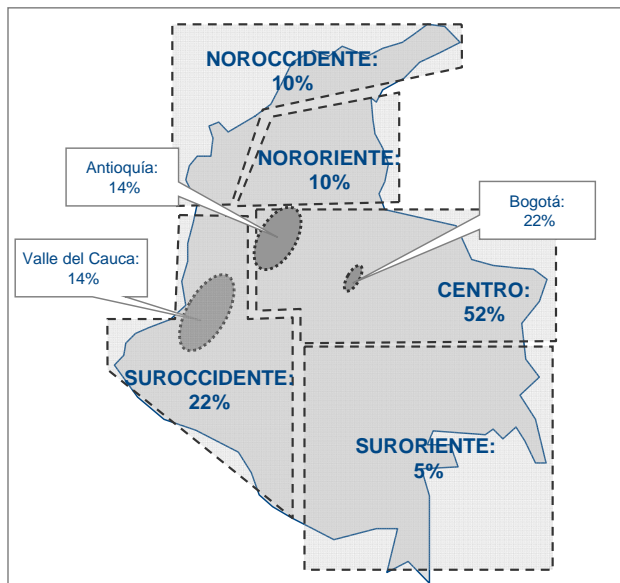
² No incluye ventas de crudo para uso combustible

respecto a la participación que alcanzaba en 1999 (54%), tras una disminución anual promedio del -5,4% desde ese año. Este fenómeno de desplazamiento parcial de gasolinas por diesel (y, en menor medida, GNV), fue promovido por decisiones de política energética instrumentadas principalmente a través de una estructura de precios relativos que favorecieron el consumo de ACPM. Este proceso no es ajeno a la tendencia en la mayoría de los países de la región, que en la actualidad son deficitarios en diesel.

La demanda de Fuel Oil también muestra una tendencia declinante (-5,4% anual promedio desde 1999), debido en gran parte a su sustitución por gas en los sectores industrial y de generación eléctrica. Por último, la demanda de jet fuel se ha mantenido relativamente estable en el período analizado en un rango de entre 15 y 17 MBD.

Las ventas legales de ACPM y gasolinas subestiman la demanda total de estos productos, debido a la existencia de oferta ilegal que se manifiesta en dos modalidades principales: contrabando desde las fronteras y hurtos en poliductos. De acuerdo a estimaciones oficiales³, en 2005 un 12% de la demanda total de gasolinas y 5% de la de diesel fue abastecido de esta forma. Esta situación es provocada principalmente por el significativo diferencial existente entre los precios en Colombia y regiones fronterizas, principalmente Venezuela.

Ventas legales de gasolina distribuidor mayorista (2006)



Fuente: MME

Aproximadamente la mitad de la demanda de combustibles líquidos se concentra en la región Centro de Colombia, en que los departamentos de Bogotá y Antioquia explican más de dos terceras partes de la demanda de dicha región (tomando como referencia la

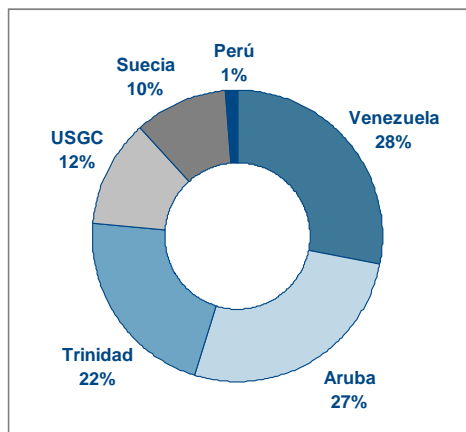
³ “Determinación del mercado real de gasolina, ACPM y GNV en Colombia” (2005)

demanda de gasolinas). La siguiente zona en importancia es la región Suroccidente, en que el departamento del Valle del Cauca representa un 14% de la demanda total.

Colombia presenta una posición superavitaria en productos derivados del petróleo, alcanzando las exportaciones 52,4 MBD y las importaciones 6,1 MBD en 2007. Por tipo de combustible, las exportaciones de gasolinas y Fuel Oil, ascendiendo a 8,5 MBD y 42,3 MBD, respectivamente, en ese año. El fuerte crecimiento en la demanda de diesel provocó una reversión en la posición comercial de Colombia, que desde 2005 es deficitaria en este producto, alcanzando dicho déficit los 5,8 MBD en 2007. Finalmente, se ha observado un excedente permanente de jet fuel, aunque el mismo se ha visto significativamente reducido alcanzando los 1,2 MBD en 2007 (vs. cerca de 9 MBD en 2002).

El déficit de diesel fue abastecido en tres cuartas con importaciones provenientes del Caribe (Venezuela, Aruba y Trinidad) y la parte restante fue cubierta con importaciones de la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Importaciones de diesel por origen (2006)



Fuente: ECOPETROL

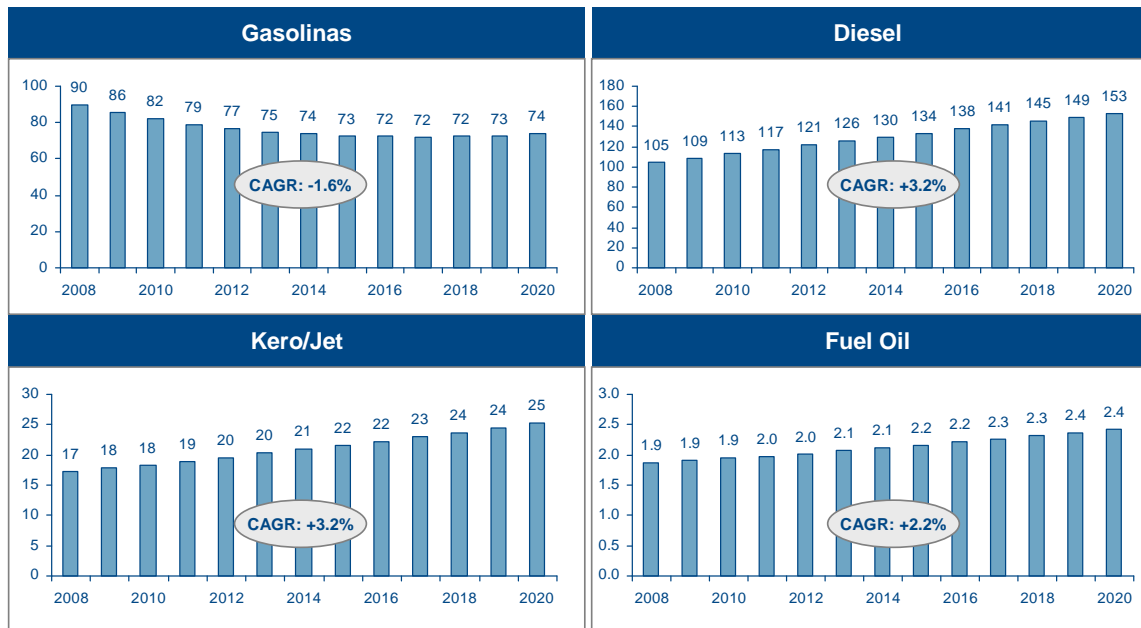
- **Perspectivas**

Para este estudio se toman como referencia las estimaciones de demanda realizadas por la UPME en el “Plan Energético Nacional 2007”.

En términos generales, el Caso Base supone la continuidad en el proceso de sustitución de diesel por gasolinas en el sector de transporte. De esta forma, mientras que la demanda del primero crece a una tasa anual promedio del 3.2% en el período 2008-2020, la demanda de gasolinas decrece en promedio al 1.6% por año (si bien durante el período proyectado muestra una tendencia decreciente hasta 2017 y luego comienza a recuperarse).

Por otra parte, se proyecta una tendencia creciente tanto para jet fuel/Kerosene como para Fuel Oil (este último debido a la mayor demanda del sector Industrial), a tasas medias del 3.2% y 2.2%, respectivamente.

Demanda proyectada de combustibles líquidos (MBD)



Fuente: UPME

Por el lado de la oferta, existe un nivel de incertidumbre debido a la existencia de dos proyectos (la ampliación y reconfiguración de Cartagena y el posible aumento de conversión en Barrancabermeja). Dada la alta probabilidad de ejecución del Plan Maestro Cartagena (ver mayor detalle más adelante), nuestro escenario base de producción incorpora la producción incremental de la misma a partir de 2012. Adicionalmente, se consideran dos escenarios alternativos: uno en que no se realiza ninguno de los proyectos y otro que incorpora nuevos rendimientos de productos logrados por Barrancabermeja tras su reconfiguración a partir de 2013.

Bajo estos supuestos, en el Caso Base se proyecta un significativo déficit de diesel en el corto plazo (alcanzando los 21 MBD en 2011), que se revierte tras la ampliación de Cartagena (estimándose nuevos faltantes en 2021-2022). Por el lado de las gasolinas, se mantiene un significativo excedente exportador a lo largo del período analizado. Es importante mencionar que la idea de este proyecto es destinar una parte importante de la producción de la refinería reconfigurada al mercado externo, situación que no fue considerada en este análisis.

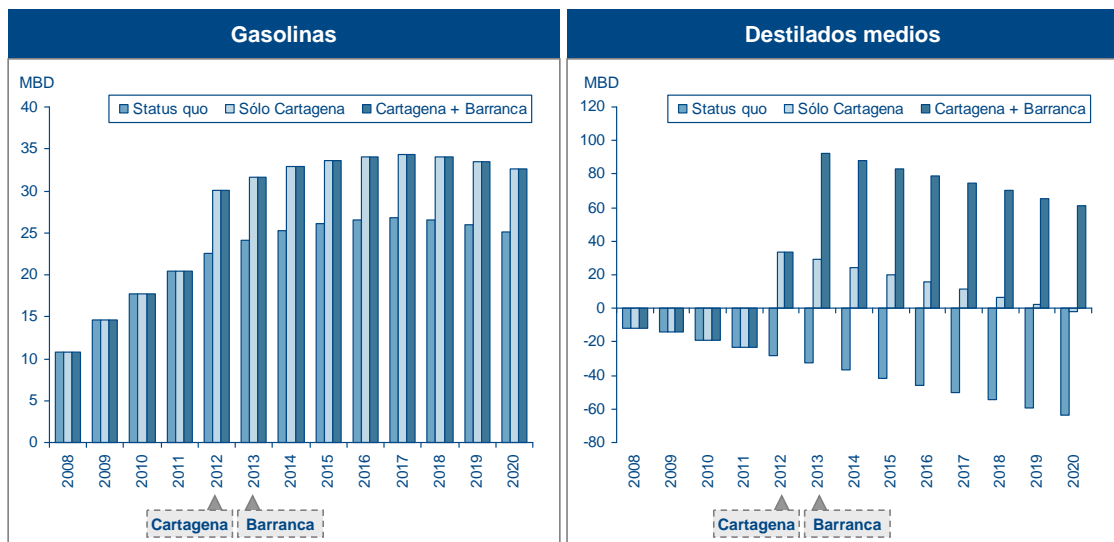
El crecimiento proyectado por la UPME en la demanda de jet fuel da origen a un déficit que se mantiene a lo largo de todo el horizonte de proyección, y si bien se reduce

significativamente en 2012, vuelve a alcanzar valores importantes llegando a cerca de 6 MBD en 2020. Si bien se prevé una fuerte reducción en la producción de fuel oil tras la modernización del parque refinador, es esperable que la misma sea suficiente para abastecer los reducidos volúmenes demandados localmente, aunque se reducirán o prácticamente eliminarán los excedentes generados en la actualidad.

En los dos escenarios alternativos la situación proyectada es la misma para el período 2008-2011. En caso de no producirse modificaciones en el parque refinador actual (status quo), se proyecta un déficit creciente en destilados medios, alcanzando 42 MBD en 2015 y cerca de 64 MBD en 2020.

Por último, en caso de concretarse los dos proyectos de inversión en refinación, Colombia presentaría una situación excedentaria en todos los combustibles líquidos a partir de 2013.

Balance (exportaciones/importaciones) proyectado por combustible (MBD)



Fuente: UPME, Análisis Arthur D. Little

El anexo 3 incluye un análisis exhaustivo sobre las alternativas de suministro regional de líquidos. En términos generales puede concluirse que, por duración y excedentes disponibles, Venezuela y la Costa del Golfo serían las alternativas de suministro más conveniente para el suministro en caso de déficits estructurales o temporarios. La mayor incertidumbre se observa en los destilados medios, dado que la mayoría de los países de la región son y muy posiblemente continuarán siendo deficitarios en los mismos.

IV.B. Estructura de Mercado

El sector de combustibles líquidos permite la libre participación en cualquiera de los eslabones de su cadena de valor. Sin embargo, tanto en los eslabones de refinación como de transporte se observa una participación dominante de ECOPETROL, que controla cerca del 90% de la capacidad de refinación y prácticamente la totalidad de la capacidad de transporte por poliducto.

Estructura del mercado de combustibles - Resumen

| Refinación | Transporte | Distribución mayorista | Distribución minorista |
|---|---|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">■ Sin restricciones a la participación■ 4 refinерías con capacidad de producción conjunta de 330 MBD■ La ampliación de refinерía Cartagena adicionará 70 MBD al sistema en 2011■ Es altamente probable un proyecto de aumento de conversión en Barrancabermeja■ Un jugador (Ecopetrol) controla 88% de la capacidad<ul style="list-style-type: none">– Glencore tomó una participación del 51% en la refinерía de Cartagena | <ul style="list-style-type: none">■ Si restricciones a la participación■ Transporte principalmente por poliductos, pero incluye transporte en barco y por carro.tanques para tramos no conectados al sistema■ La red de oleoductos tiene una extensión total de 3.980 Km■ Ecopetrol es propietario del 99% de la capacidad de transporte por poliductos del país | <ul style="list-style-type: none">■ Sin restricciones a la participación■ Existen 45 terminales de abasto con capacidad conjunta de almacenamiento de 3.340 MB■ Adicionalmente 3 empresas cuentan con terminales aeroportuarias en las principales ciudades■ Más de 20 empresas participan en este segmento, en todos los casos participan también en el negocio minorista■ Ecopetrol suministra prácticamente 100% del producto | <ul style="list-style-type: none">■ Sin restricciones a la participación■ Existen más de 4.000 estaciones de servicios■ Despachos promedio por EESS: 55.000 galones/mes■ Extensa cobertura geográfica |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Los segmentos de distribución mayorista y minorista muestran un número significativamente mayor de participantes, que en muchos casos tienen participación en los dos eslabones.

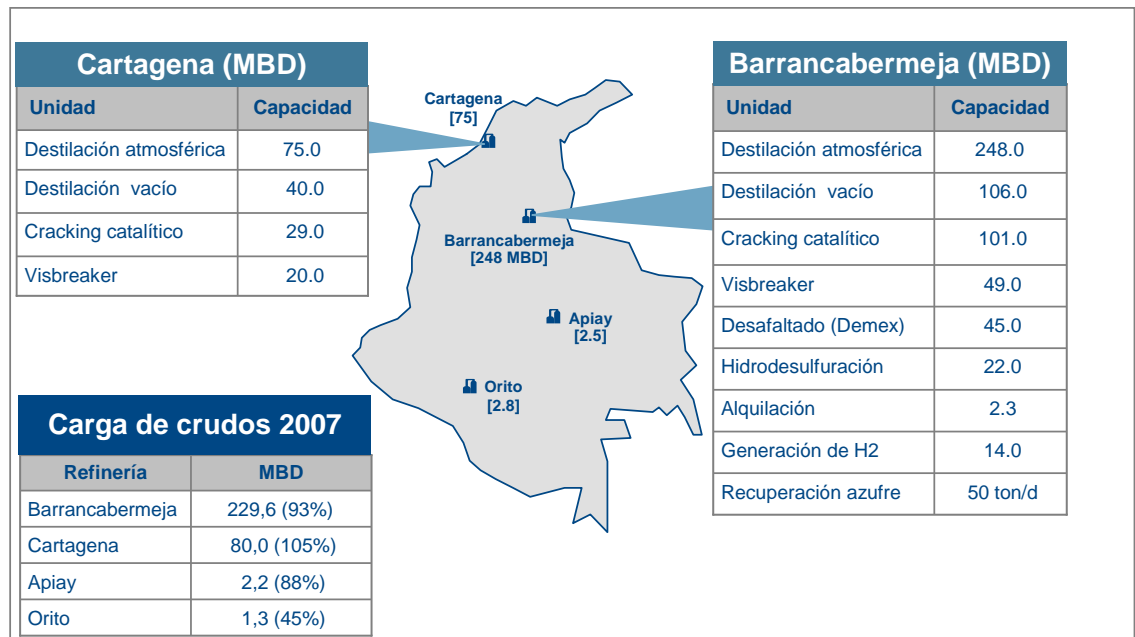
A. Refinación

Colombia cuenta con una capacidad de refinación de 328 MBD, distribuida entre cuatro refinерías:

- Barrancabermeja, con capacidad de 248MBD, abastece la mayor parte del país
- Cartagena, con capacidad nominal de 75MBD, abastece la Costa
- Apiay, con capacidad 2.5 MBD
- Orito, con capacidad de 2.8 MBD

Si bien no existen restricciones a la participación de terceros, aproximadamente un 90% de la capacidad de refinación es propiedad de ECOPETROL⁴.

Parque refinador de Colombia



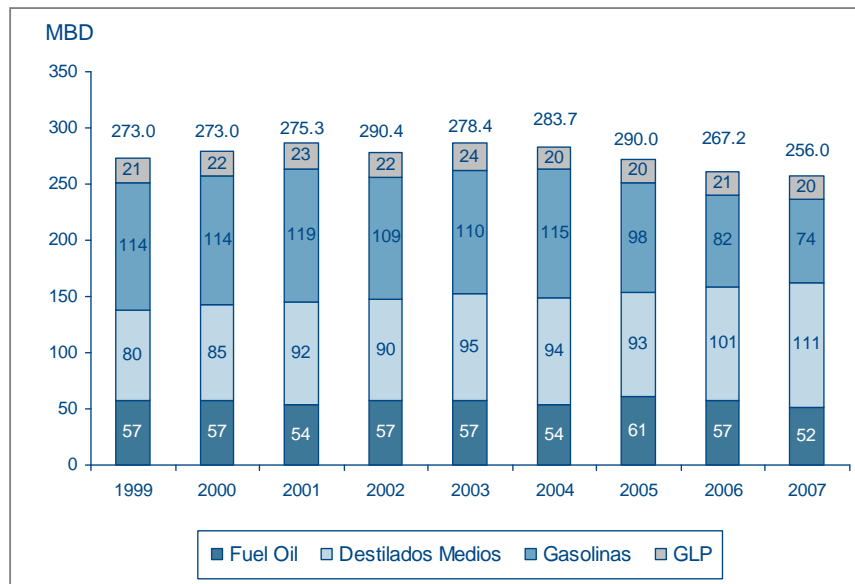
Fuente: ECOPETROL, Oil and Gas Journal

De acuerdo a cifras de ECOPETROL, en 2007 se procesaron en promedio 313 MBD, lo cual implica un nivel de utilización del 95% de la capacidad instalada. La producción conjunta evidencia una capacidad de conversión relativamente baja del parque refinador, que en 2007 obtuvo aproximadamente un 20% de Fuel Oil. Sin inversiones significativas, las refinerías se adaptaron en parte al cambio en la demanda, logrando incrementar la producción de destilados medios al 39% desde el 29% alcanzado diez años atrás.

Comentarios diseño actual del parque refinador con orientación a Gasolinas – refinerías construidas con unidades de FCC para producción de gasolina; hoy ese diseño no es adecuado para el incremento de demanda de destilados medios

⁴ A partir de 2007, Glencore adquirió una participación del 51% en refinería Cartagena, que será ampliada a 150 MBD (ver mayor detalle en la descripción de los proyectos de inversión)

Producción nacional de derivados



Fuente: ECOPETROL

De acuerdo a entrevistas con agentes del sector, durante los últimos años no se han producido paradas completas de las refinerías que se extendieran por períodos extendidos de tiempo. Los principales eventos que han generado incidentes o paradas importantes en la refinería son:

- Problemas con el sistema eléctrico en Cartagena, máximo 12 hs de parada
- Rayo en una subestación eléctrica en Barrancabermeja, 2-3 días de parada
- Paros laborales

Por las características de la refinería de Barrancabermeja (en muchos casos cuenta con más de una unidad de cada tipo), las paradas por mantenimiento son realizadas en forma escalonada, y no implican la necesidad de parar en forma completa la operación de la refinería.

La refinería de Barrancabermeja tiene una capacidad de almacenamiento cercana a los 2MM de barriles (Bbls) de crudo, aunque el nivel de inventario objetivo utilizado por ECOPETROL es de 1.7 MM Bbls, equivalentes a 6-7 días a los niveles de carga actuales. Se considera que el umbral crítico es de 850 Mbbls, debido a los altos volúmenes de inventarios muertos, o residuales, distribuidos entre varios tanques de mediana-baja capacidad. ECOPETROL dispone adicionalmente de inventarios estratégicos en las terminales de Ayacucho (400 MB) y Vasconia (400 MB).

Actualmente existen dos proyectos para incremento de capacidad y aumento de conversión en el parque refinador.

El Plan Maestro de Cartagena incluye una ampliación de la capacidad a 150 MBD (desde los 75 MBD actuales), aumento de capacidad de conversión e inversiones en unidades destinadas a mejora de calidad de los combustibles.

Dado el esperado aumento en el déficit de diesel, la nueva configuración estará orientada a maximizar la producción de destilados medios. Las principales unidades a ser incorporadas serán un hidrocracker con capacidad de 35 MBD y un delayed coker de 45 MBD. Adicionalmente se incorporarán unidades de hidrotreatmento para gasolinas y diesel para adecuar la producción de estos combustibles a las calidades requeridas. Con este cambio de configuración, la refinería será capaz de lograr rendimientos cercanos al 70% en destilados medios, procesando una dieta de crudos significativamente más pesada y agria.

Para el financiamiento de las inversiones se permitió el ingreso de un nuevo accionista (Glencore), que adquirió una participación del 51% en el capital de la refinería, mientras que ECOPETROL conservó el 49% restante. A fines de 2007 se asignó el contrato modalidad EPC (ingeniería, procura y construcción) a la firma Chicago Bridge & Iron, y el inicio de la construcción está previsto en 2009. Si bien estaba previsto que el proyecto estuviera operativo en su totalidad a partir de 2011, cierto retraso respecto al cronograma original dilataría la fecha prevista de puesta en marcha hasta 2012.

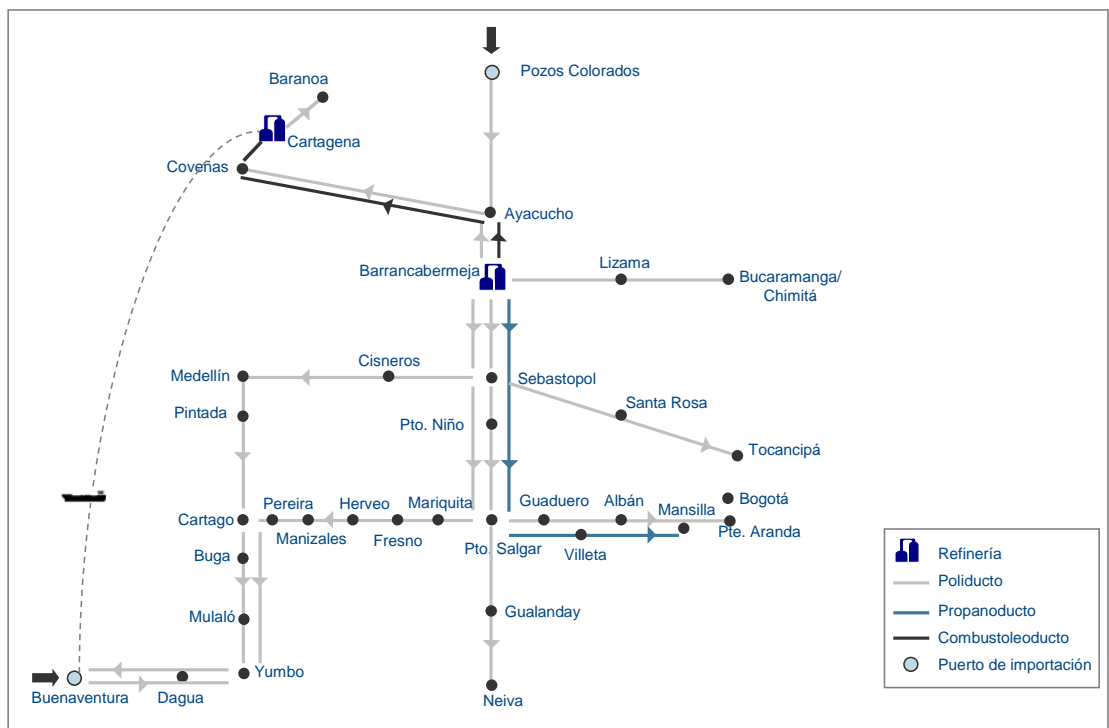
Dados los cambios de regulación en materia de calidad de combustibles, actualmente se está llevando a cabo proyectos para reducir los niveles de azufre en combustibles (mediante el proceso de hidrotreatmento) tanto en la refinería de Cartagena como en la de Barrancabermeja.

Adicionalmente se han realizado estudios de factibilidad para una modernización de la refinería de Barrancabermeja. De acuerdo a información suministrada por ECOPETROL, la opción preferida sería una configuración de conversión profunda, que incluiría la incorporación de unidades de hydrocracking y delayed coking. Este cambio de configuración también estaría orientado a permitir el procesamiento de crudos más pesados y a incrementar la producción de destilados medios y se estima que podría estar operativa a partir de 2013.

B. Logística primaria

La logística primaria de productos derivados a las plantas mayoristas de almacenamiento se realiza a través de poliductos, cabotajes marítimos y fluviales (a través del Río Magdalena) y carro-tanques.

Red de poliductos



Fuente: ECOPETROL, Análisis Arthur D. Little

La red de poliductos tiene una extensión total de 3.980 Km, de los cuales 3.952 Km son propiedad de ECOPETROL (la empresa Terpel es propietaria de la capacidad restante).

De este total, 3.038Km corresponden a redes para transporte de productos limpios (gasolinas y destilados medios), 591Km a combustoleoductos y 353Km a propanoductos.

En términos generales, la red presenta una buena cobertura geográfica abasteciendo una parte importante de las plantas de abastecimiento del país. La planificación operativa de ECOPETROL considera seis (6) grandes regiones: Norte, Este, Centro, Bogotá, Sur y Oeste.

Las plantas de abastecimiento del Norte reciben producto desde refinería Cartagena a través del poliducto Cartagena-Baranoa, transporte por carro-tanque y cabotajes. La zona Este se abastece de productos transportados por el poliducto Galán-Bucaramanga. Hacia el sur de la refinería Barrancabermeja, el producto es transportado en un primer tramo hacia Sebastopol, desde donde es distribuido a los principales centros de consumo del país. Desde allí, se abastece la zona Centro a través de la línea Sebastopol-Medellín, y continúa la red troncal hacia el sur hasta Puerto Salgar, desde donde se abastecen las regiones de Bogotá (línea Salgar-Mancilla-Pte. Aranda), Sur (Salgar-Neiva) y Oeste (Salgar-Cartago-Yumbo).

Capacidad de poliductos y utilización – Año 2007

| Estación inicial | Estación final | Tipo | Diámetro | Longitud | Capacidad | Caudal 08 | Utilización |
|-------------------------------------|----------------|------------------|-------------------|----------|-----------|------------------|----------------|
| | | | Pulgadas | Km | KB/dc | Ene-Jun KPPDC | capacidad % |
| Sistema de redes primarias | | | | | | | |
| Galán | Sebastopol | Poliducto (*) | 14 | | 179 | 147 | 82% |
| Línea 1 | | | 16 | 114 | 136 | | |
| Línea 2 | | | 12 | 116 | 44 | | |
| Galán | Lisama | Poliducto | 6 - 12 | 40 | 17 | 17 | 103% |
| Lisama | Bucaramanga | Poliducto | 4 - 6 | 57 | 15 | 10 | 66% |
| Galán | Ayacucho | Poliducto | 8 | 187 | 16 | 0 | 0% |
| Pozos Colorados | Ayacucho | Poliducto | 12 - 14 - 16 - 20 | 316 | 18 | 14 | 79% |
| Cartagena | Barranquilla | Poliducto | 12 | 104 | 22 | 11 | 49% |
| Buenaventura | Yumbo | Poliducto | 6 - 8 - 12 | 103 | 12 | 2 | 19% |
| Coveñas | Cartagena | Combustoleoducto | 18 | 123 | 113 | 26 | 23% |
| Ayacucho | Coveñas | Combustoleoducto | 12 - 16 | 282 | 43 | 26 | 60% |
| Galán | Ayacucho | Combustoleoducto | 18 | 186 | 68 | 24 | 36% |
| Sistema de redes secundarias | | | | | | | |
| Sebastopol | Salgar | Poliducto (*) | 14.0 | | 112 | 100 | 90% |
| Línea 1 | | | 16 | 135 | 74 | | |
| Línea 2 | | | 12 | 137 | 37 | | |
| Sebastopol | Tocancipa | Poliducto | 16 - 20 | 276 | 40 | 0 | 0% |
| Salgar | Mansilla | Poliducto | 10 - 12 | 153 | 79 | 75 | 94% |
| Mansilla | Pte. Aranda | Poliducto | 10 | 43 | 68 | 39 | 57% |
| Pte. Aranda | El Dorado | Poliducto | 6 | 10 | 10 | | |
| Salgar | Manizales | Poliducto | 6 - 8 | 126 | 20 | 18 | 89% |
| Manizales | Cartago | Poliducto | 6 - 8 | 84 | 15 | 14 | 93% |
| Salgar | Gualanday | Poliducto | 12 | 169 | 23 | 14 | 61% |
| Gualanday | Neiva | Poliducto | 6 - 8 | 163 | 12 | 6 | 49% |
| Medellín | Cartago | Poliducto | 10 - 12 | 236 | 35 | 23 | 64% |
| Sebastopol | Medellín | Poliducto | 10 - 12 - 16 | 164 | 47 | 44 | 93% |
| Cartago | Yumbo | Poliducto | 6 - 8 - 10 | 158 | 10 | 8 | 80% |
| Cartago | Yumbo | Poliducto | 10 | 158 | 32 | 19 | 60% |

(*) Datos de capacidades correspondientes a las dos líneas existentes

Fuente: ECOPELROL, Análisis Arthur D. Little

Tomando el primer semestre de 2008 como referencia, se observa que los tramos más comprometidos desde el punto de vista operativo (utilización de capacidad cercana superior al 85%) son Sebastopol Salgar, Galán-Lisama, Salgar-Mansilla, Salgar-Cartago y Sebastopol-Medellín. Por otra parte, la entrada en vigencia a partir de julio de 2008 del primer hito en el cronograma de mejora de calidades de combustibles (a 2.500 ppm en Bogotá) requiere a partir de este año la utilización del ducto Pozos Colorados-Ayacucho (que hasta 2007 prácticamente no era utilizado) por el cual se transporta el

diesel importado para abastecer a la ciudad de Bogotá, que se espera sea cercana al 100% a partir del segundo semestre del año.

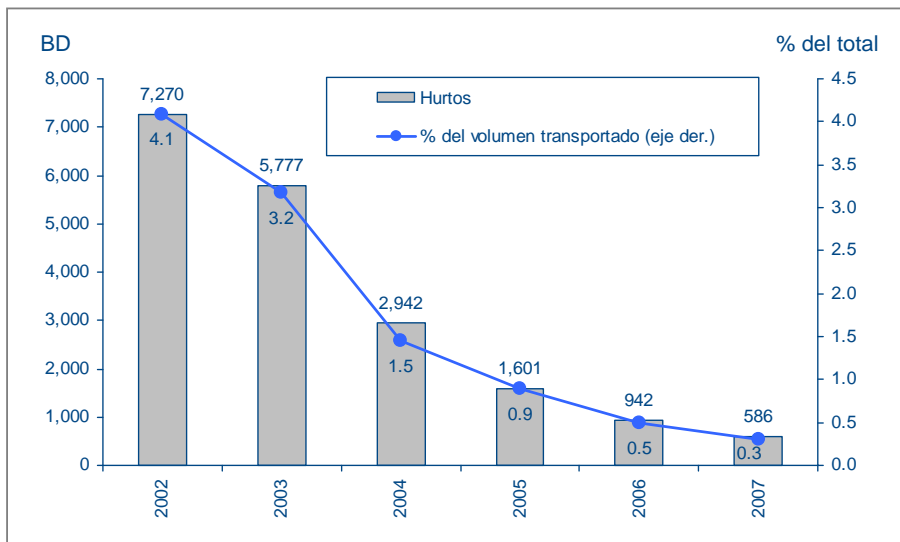
No se identifican aumentos de capacidad en este segmento, con excepción del tramo Pozos Colorados-Ayacucho, para el cual se prevé un incremento de hasta 100 MBD (desde los 18 MBD actuales). De acuerdo a ECOPETROL, dicho aumento se daría en forma escalonada, con un primer incremento previsto a 25 MBD operativo a partir desde 2009 (requerido para soportar mayores importaciones, una vez que entre en vigencia el segundo cambio previsto en calidades).

Si bien el sistema cuenta con la posibilidad de ser operado en forma automatizada, por cuestiones de seguridad todas las estaciones de bombeo y puntos de entrega cuentan con personal propio, lo cual evita el riesgo de situaciones de desabastecimiento provocadas por fallas menores que pudieran disparar paradas en partes del sistema. Todas las estaciones de bombeo disponen de una capacidad ociosa del 25% (Ej.: 3 bombas en operación, 1 en stand-by), para asegurar la confiabilidad del sistema.

El transporte se realiza a través de baches de entre 80,000 y 100,000 barriles. En términos generales se logra mantener la calidad del producto en condiciones (el tamaño de los baches busca minimizar las interfases entre productos, que son cortadas en el producto de menor especificación), aunque se han identificado situaciones en que el producto ha llegado fuera de especificaciones en la terminal de Yumbo.

El sistema de transporte es radial, aunque se cuenta con cierto nivel de redundancia en el abastecimiento a Bogotá, que es normalmente abastecida a través de la línea Salgar-Mansilla-Puente Aranda, y alternativamente puede recibir producto a través de la línea Sebastopol-Tocancipá. El mantenimiento proactivo (predictivo más preventivo) es del 87%, nivel que permite suponer niveles de integridad relativamente altos del sistema.

Pérdidas en el transporte por hurtos



Fuente: MME

Como en el caso del petróleo crudo, las pérdidas volumétricas por hurtos lograron ser significativamente reducidas en los últimos años. De acuerdo con cifras de ECOPETROL, en 2006 las pérdidas totales de refinados ascendieron a 1.204 BD, de los cuales 942 BD correspondieron a pérdidas por hurtos (en comparación a un máximo de 7.270 BD en 2002). Esta cifra representa aproximadamente un 0,2% del total transportado por poliducto en ese año (vs. un 4.1% en 2002). Aproximadamente un 60% de las pérdidas están concentradas en la región del Magdalena Medio.

Una de las medidas tomadas para la reducción de hurtos fue la adopción de un sistema de disminución de presión ante la detección de hurtos, lo cual implicó una leve reducción en la capacidad operativa de transporte.

Las importaciones se realizan principalmente a través de dos puertos propiedad de ECOPETROL: Buenaventura en el océano Pacífico y Pozos Colorados en el Atlántico.

El primero, con capacidad para recibir buques de hasta 110 MB / 30.000 dwt, se conecta por poliducto –propiedad de ECOPETROL– a Yumbo, con una capacidad nominal de 15 MBD. Cuenta con capacidad de almacenamiento cercano a los 200 MB (repartido en mitades entre gasolinas y diesel). Las condiciones de operación de este puerto son deficientes, lo cual dificultaría una operación de ingreso permanente de combustibles por el mismo.

Puertos para movimiento de producto



Fuente: ECOPETROL

El segundo tiene capacidad para recibir buques de hasta 500 MB / 70.000 dwt, y se conecta con la terminal de Ayacucho a través de un poliducto (propiedad de ECOPETROL) con capacidad de transportar hasta 18 MBD. Se encuentra en una posición ventajosa para la recepción de producto proveniente de la costa del Golfo, y es por donde ingresa la mayor parte de las importaciones en la actualidad. El producto es descargado en una monoboya situada a 8 Km del muelle. Actualmente cuenta con capacidad de almacenamiento de diesel superior a los 700 MB.

Las exportaciones de gasolinas se realizan a través del puerto de Cartagena, con capacidad para recibir buques de hasta 350 MB (también a través de una monoboya), y las de Fuel Oil a través de este mismo puerto y el de Coveñas.

Adicionalmente, ECOPETROL cuenta con una flota fluvial con capacidad para transportar hasta 1MM Bbls/mes (~33 MBD) a través del río Magdalena, aunque dicha capacidad puede verse reducida a 600M Bbls (~20 MBD) en épocas de baja navegabilidad.

Los criterios de confiabilidad manejados por ECOPETROL para el suministro de todo el país son de 16 días de almacenamiento para ACPM y gasolinas y 21 días para jet fuel en épocas normales, que se incrementan a 20 y 28 días, respectivamente, en casos de emergencias.

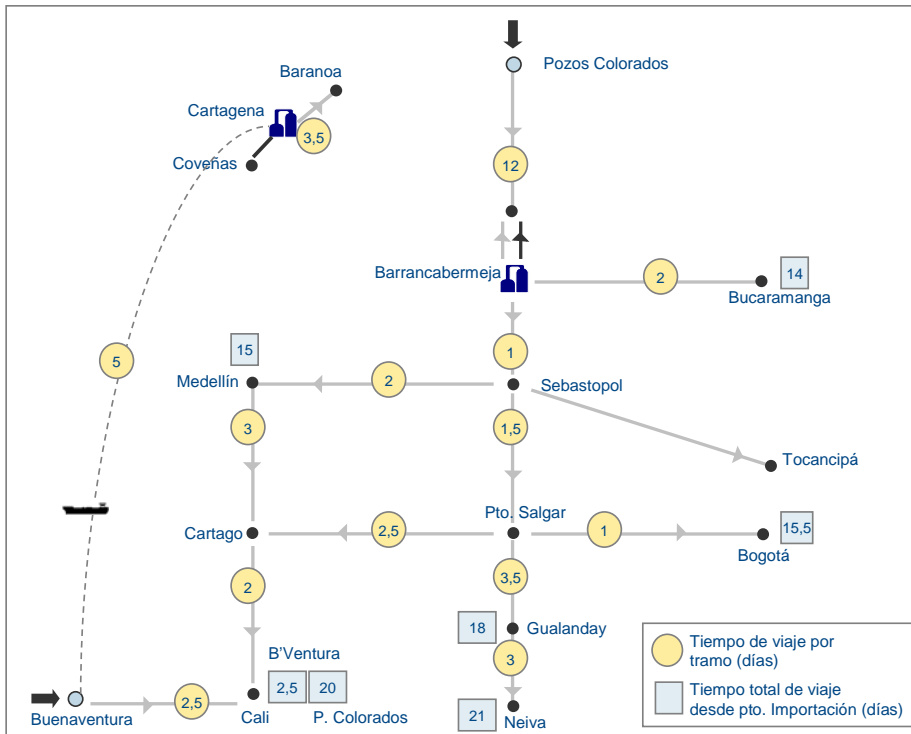
Este cálculo considera los inventarios estratégicos mantenidos en las plantas de abastecimiento primario de ECOPETROL, plantas de los distribuidores mayoristas y estaciones de servicio.

La gestión operativa de ECOPETROL busca minimizar los niveles de inventarios de productos en refinerías, con niveles equivalentes a los requeridos para cumplir con las entregas establecidas a los poliductos. Los inventarios en Barrancabermeja ascienden a alrededor de 200 MB para gasolinas y 250 MB para ACPM. En Cartagena se mantienen inventarios del orden de los 400 MB de gasolinas para exportaciones.

Ante una parada completa de la refinería de Barrancabermeja ECOPETROL estima que podría continuar abasteciendo el país por un período de hasta cinco (5) días con los niveles de inventarios manejados en forma regular y su capacidad logística. A partir de ese momento debería iniciar acciones de emergencia como el racionamiento de la demanda.

Los tiempos de viaje requeridos para transportar el producto desde los puntos de importación (por ducto) son cercanos a los 15 días en el caso de Bogotá y Medellín (en ambos casos con el producto ingresando por Pozos Colorados) y cerca de 3 días en el caso de Cali (en caso de que el producto ingrese por Buenaventura).

Tiempos requeridos de viaje desde puntos de importación



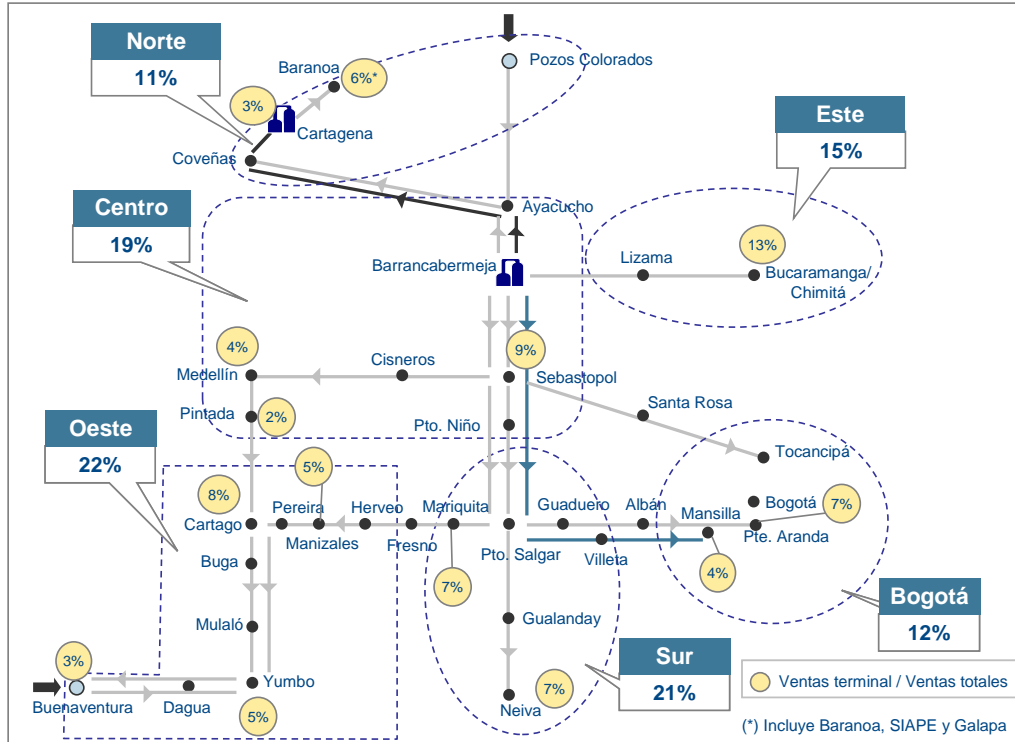
Nota: Los tiempos de viaje no consideran los períodos de residencia en las estaciones de conmutación
Fuente: ECOPETROL

C. Distribución mayorista

Colombia cuenta con 55 plantas de abastecimiento⁵, de las cuales 17 corresponden a terminales de combustible para aviones localizadas cerca de los principales aeropuertos del país. La mayoría están conectadas a la red nacional de poliductos, aunque existen algo más de una decena de terminales que son abastecidas mediante carro-tanques. Adicionalmente, ECOPETROL cuenta con 9 plantas donde realiza almacenamientos operacionales.

⁵ No incluye las plantas destinadas únicamente al almacenamiento de GLP

Ventas de diesel y gasolinas – Principales terminales (Ene-Nov 07)



Nota: Las terminales incluidas explican el 83% de las ventas totales
Fuente: ECOPELROL, Análisis Arthur D. Little

Las ventas por terminal muestran un grado moderado de concentración. Ninguna concentra más del 15% (considerando ventas conjuntas de gasolinas y diesel), siendo la de Bucaramanga la de mayores despachos (enero-noviembre 2007), abasteciendo desde allí a toda la zona este. Considerando las restantes ciudades principales, el suministro se realiza de la siguiente forma:

- Bogotá: 12% de las ventas desde Mansilla y Puente Aranda
- Medellín: 6% desde las plantas de Medellín y La Pintada
- Cali: 5% desde Yumbo
- Barranquilla: 6% desde las terminales de Baranoa, SIAPE y Galapa

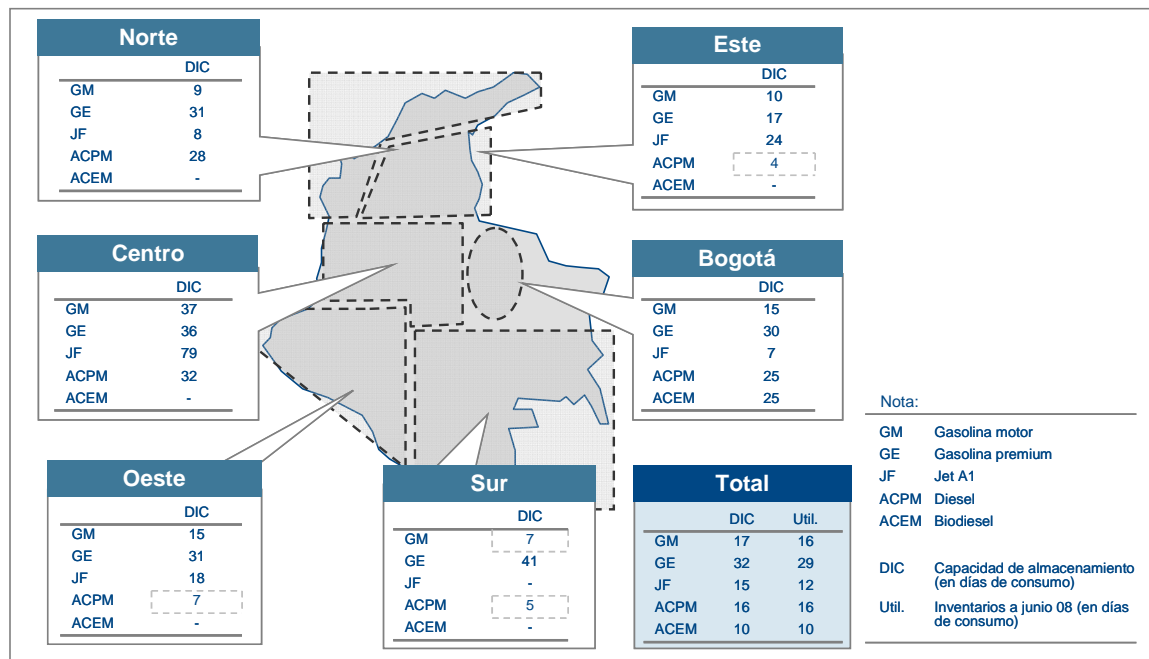
En el caso del jet fuel, las ventas están bastante más concentradas, ya que cuatro terminales concentran tres cuartas partes de los despachos: Aeropuerto El Dorado (54%), Sebastopol (9%), Barranquilla (5%), Cartagena (4%) y Aeropuerto Río Negro -Medellín- (3%).

Las plantas de abastecimiento de los distribuidores mayoristas cuentan con una capacidad conjunta de almacenamiento de alrededor de 1.8MM Bbls, lo cual equivale a aproximadamente 9 días de ventas (considerando las ventas conjuntas promedio de gasolinas y destilados medios de 2007). Los inventarios se ubicarían en alrededor de 8 días, aunque en muchos casos alcanzan valores de entre 3 y 5 días. Si se considera la

capacidad de almacenamiento operativo de ECOPEPETROL, la capacidad conjunta se incrementa a aproximadamente 5,1 MMBbls.

El análisis geográfico de la capacidad de almacenamiento (conjunta entre mayoristas y ECOPEPETROL) muestra que la región más comprometida es el Sur, con menos de 10 días tanto para diesel como para gasolinas. Por otra parte, la capacidad de almacenamiento de diesel luce en todos los casos más ajustada que la de gasolinas, lo cual probablemente obedece al rápido proceso de dieselización observado en los últimos años.

Capacidad de almacenamiento por región y combustible (Junio 2008)



Fuente: ECOPEPETROL

De acuerdo a entrevistas mantenidas con distintos agentes de la cadena, las prácticas ejercidas en materia de seguridad en las planas de despacho siguen los estándares internacionales, lo cual reduce la probabilidad de que se generen situaciones de desabastecimiento por situaciones de emergencia en las mismas (Ej.: incendios en tanques).

En la actualidad se percibe en algunas terminales una situación de riesgo desde el punto de vista ambiental, principalmente en aquellas que por el alto crecimiento demográfico se ubican en las cercanías de establecimientos humanos. Un endurecimiento de la regulación ambiental podría provocar la imposibilidad de seguir operando o limitaciones para expandir la capacidad de almacenamiento en caso de ser requerido. Este riesgo es particularmente elevado en el mediano plazo en Bogotá, aunque en este caso se dispone un centro de abastecimiento alternativo como es la terminal de Tocancipá, con conexión

por poliducto al tramo proveniente desde Barrancabermeja. Este riesgo también se presenta en las ciudades de Medellín, Bucaramanga y Yumbo.

D. Distribución Minorista

En Colombia existen actualmente más de 3.300 estaciones de servicio, la mayor parte de las cuales están abanderadas por los principales distribuidores mayoristas del país. En términos generales la red tiene una buena cobertura geográfica, y ha crecido significativamente durante los últimos años, desde las 2.300 estaciones que operaban en el país a fines del año 2000.

Aunque el promedio de ventas por estación se estima en un rango de entre 50 y 60 mil galones por mes, existen significativas diferencias entre las distintas zonas geográficas, con volúmenes significativamente mayores en las grandes zonas de consumo. A modo de ilustración de estas diferencias, mientras que cerca del 30% de las estaciones de servicio se encuentran en ciudades capitales, aproximadamente un 70% de las ventas totales de combustibles en el país se realizan a través de las mismas.

De acuerdo a información provista por fuentes del sector, los niveles de inventarios mantenidos en promedio en las estaciones de servicio son del orden de los 3 días.

IV.C. Marco Institucional y Regulatorio

A. Organización Institucional

La tabla siguiente presenta en forma resumida las instituciones, agentes y principales roles relacionados con el abastecimiento de los combustibles derivados del petróleo en las diferentes etapas de la cadena.

Organización Institucional cadena de combustibles líquidos

| ENTIDAD / AGENTE | REFINACIÓN | IMPORTACIÓN / EXPORTACIÓN DERIVADOS | COMERCIALIZACIÓN - ALMACENAMIENTO – DISTRIBUCIÓN | TRANSPORTE |
|------------------|--|--|--|--|
| CONGRESO | Define qué agentes forman parte de cadena de distribución. Establece el sistema de Información de la Cadena de Distribución para efectos de control. | | | |
| MME | Fija precios - Regula cadena de distribución - Regula Almacenamiento e inventarios - Puede licitar directamente o a través de contratos con terceros, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 1994, siempre que la Nación lo considere necesario. | | | Fija cargos de transporte por poliductos y regula la actividad |
| ANH | Adelanta acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos. | | | |
| ECOPETROL | Produce derivados en Refinerías | Importa y exporta derivados - Propietario de infraestructura portuaria | Responsable distribución en zonas de frontera | Propietario y operador de poliductos |
| REFINADOR | Ejerce actividad de refinación | | | |
| IMPORTADOR | | Persona natural o jurídica que importa combustibles líquidos derivados del petróleo para consumo o distribución dentro del territorio nacional | | |

| ENTIDAD / AGENTE | REFINACIÓN | IMPORTACIÓN / EXPORTACIÓN DERIVADOS | COMERCIALIZACIÓN - ALMACENAMIENTO – DISTRIBUCIÓN | TRANSPORTE |
|------------------------|------------|-------------------------------------|--|--|
| | | | | |
| TRANSPORTADOR | | | | Persona que transporta combustibles líquidos por medio terrestre; poliductos; marítimo; fluvial; férreo y aéreo. |
| ALMACENADOR | | | Persona natural o jurídica que almacena combustibles líquidos derivados del petróleo | |
| DISTRIBUIDOR MAYORISTA | | | Persona natural o jurídica que ejerce la actividad de distribuidor mayorista de combustibles líquidos a través de una planta de abastecimiento, la cual entrega a plantas de otros distribuidores mayoristas, a distribuidores minoristas o al gran consumidor | |
| DISTRIBUIDOR MINORISTA | | | Persona natural o jurídica que vende combustibles líquidos al consumidor final a través de una estación de servicio o como comercializador Industrial, | |
| UPME | | | Fija cupos para zonas de frontera | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Del conjunto de entidades y agentes, y de la asignación de roles se puede concluir de manera general lo siguiente con relación a la seguridad del abastecimiento de refinados:

- Existe claridad en las responsabilidades asignadas en cabeza del MME respecto a la regulación y control de la cadena de abastecimiento.
- El MME tiene la facultad de regular los inventarios de refinados que se consideren necesarios para la confiabilidad del suministro.
- Los agentes de la cadena de distribución tienen identificadas sus responsabilidades.
- El país cuenta con agentes que están habilitados para importar combustibles derivados en caso de requerirse (importadores).

- Las actividades de refinador y transportador por poliducto se encuentran integradas bajo el control de ECOPETROL.
- En última instancia, el MME puede intervenir para licitar para transportar, distribuir y suministrar los hidrocarburos necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por la Ley 142 de 1994 (por ejemplo, para la generación de energía eléctrica con base en fuel oil).
- No existe actualmente un mecanismo de coordinación formal entre la actividad de suministro de combustibles derivados y la actividad de generación de energía eléctrica. El incremento de capacidad de generación de energía a base de estos combustibles implica una interacción importante entre los sectores de refinados y energía, lo cual sugiere una adecuada coordinación para controlar posibles riesgos de desabastecimiento.

B. Participación en la cadena de valor y acceso a infraestructura

En este sector no existen restricciones legales a la participación en los distintos eslabones de la cadena. Sin embargo, la integración vertical del principal jugador en refinación, infraestructura de importación y transporte por poliductos, puede representar una dificultad para lograr una participación más activa de otros agentes.

A través del artículo 13 de la Ley 681 de 2001, se estableció el acceso abierto a la infraestructura de transporte por poliductos en propiedad de ECOPETROL. Dicha ley estableció la necesidad de reglamentar el mecanismo de acceso en base al principio de no discriminación, aunque la misma aún no se ha dado, existiendo un proyecto de decreto en discusión desde 2005 que aún no fue sancionado. La resolución 18 0088, modificada por la resolución 181701, que a su vez derogó la 18 0209 de 2003, y por la resolución 180230 de 2006 la del MME fijó los cargos por distancia para el transporte.

De esta forma, tanto en las actividades de transporte como de importación existe incertidumbre en cuanto a las condiciones de acceso a infraestructura en propiedad de terceros. Como se mencionó más arriba, ECOPETROL es propietaria del 100% de la infraestructura para importación o exportación de productos y de prácticamente la totalidad de la red de poliductos en Colombia.

C. Mecanismos de formación de precios

Durante los últimos años las autoridades regulatorias han dado señales de la voluntad de converger hacia un esquema de precios libres, que reflejen el costo de oportunidad de los distintos productos. Sin embargo, el escalamiento en el precio internacional de los energéticos contribuyó a un cierto retraso en el cronograma previsto para la liberación.

Actualmente el **ingreso al productor** (refinador) es fijado por el MME para gasolinas corrientes y ACPM, mientras que en el resto de los productos es determinado libremente por el mercado. La diferencia entre el precio máximo fijado y la paridad de exportación es compensada a través de un subsidio reconocido por el Gobierno Nacional. La paridad de exportación es calculada como:

$$IP = (\text{Pr } FOB - FL - SE - IM) * TRM - TPC - TI, \text{ donde}$$

IP: Ingreso al Productor

PrFOB: Precio de la gasolina en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (Unl 87 para gasolinas y N°2 Diesel para ACPM)

FL: Valor de fletes y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina o diesel desde la Costa del golfo de los Estaos Unidos hasta Santa Marta

SE: Costo de los seguros marítimos o terrestres incurridos para transportar un galón desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos hasta Santa Marta

IM: Valor de las inspecciones de calidad en puerto de cargue y descargue

TRM: Tasa representativa del mercado

TPC: Tarifa de transporte de combustible por poliducto para el tramo Pozos Colorados-Galán

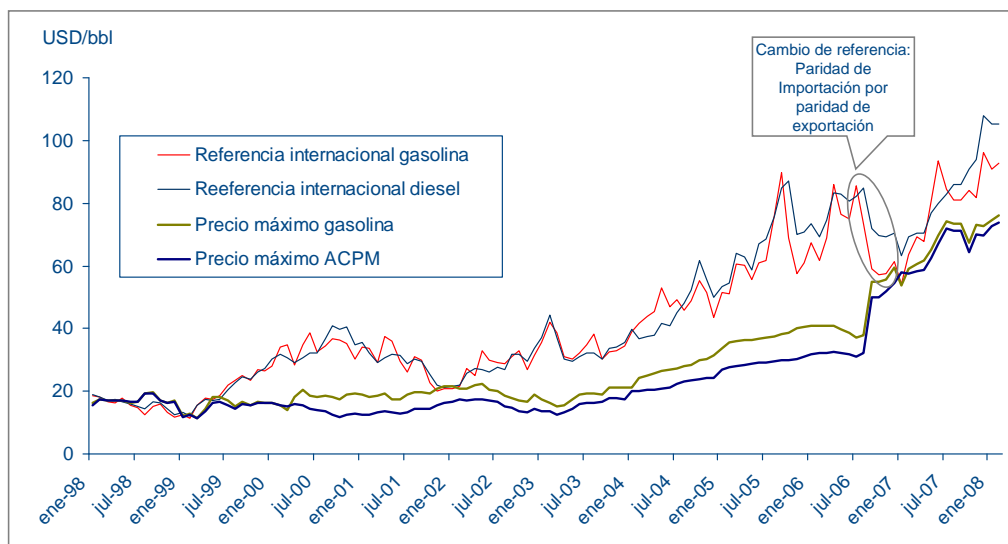
TI: Valor correspondiente al pago de impuesto de timbre

El **ingreso para el transportista** está determinado por la tarifa de transporte fijada por el MME para cada uno de los tramos, basada en costo de operación más un margen, en función de la distancia.

El ingreso para el **distribuidor mayorista** también está fijado por el MME, quien determina su remuneración en base a los costos de operación y mantenimiento, gastos de administración y ventas, pérdidas por evaporación y costos de aditivación.

Finalmente, el margen del **distribuidor minorista** es libre en las principales ciudades pero está regulado en las de menor tamaño. Se estima que entre un 60 y 70% de las ventas de combustibles corresponden a regiones donde los márgenes están regulados.

Precio máximo al productor vs. Paridad de exportación



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Como se observa en el gráfico, los precios máximos determinados por el MME han estado sistemáticamente por debajo de los precios de paridad, lo cual implicó en 2007 un subsidio superior a los 2.000 millones de pesos. El rezago ha sido por lo general superior en el caso del ACPM, lo cual explica en gran parte el proceso de dieselización que se ha dado en los últimos años. A mayo de 2008, el Ministerio de Minas y Energía estimaba dicho rezago en 36% para el ACPM y en 24% para la gasolina corriente.

En sintonía con la liberación de precios buscada, en el corto plazo está previsto el desmonte de los subsidios para las gasolinas (junio 2010) y ACPM (diciembre 2011), aunque el mismo se ha ido aplazando en el tiempo debido al incremento en los precios internacionales. Para amortiguar las oscilaciones en los precios internacionales de los combustibles se creó un Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC). Este esquema implica la determinación de unas bandas de precio tales que, si el precio se encuentra por encima del techo el refinador/productor realiza aportes al FEPC, mientras que si se encuentra por debajo de la banda inferior el refinador/productor los fondos son recaudados por el FEPC.

En términos de su impacto sobre el abastecimiento, el actual esquema de precios podría dificultar o demorar la importación de ACPM o gasolina corriente por parte de terceros en situaciones de escasez en caso de existir incertidumbre en cuanto al cobro de los subsidios correspondientes. Sin embargo, la Resolución 180414 de 2007, en el artículo 6° estableció el procedimiento para la definición de volúmenes de combustibles importados para cubrir el déficit sobre la producción nacional, sobre los cuales se reconocerá el subsidio.

El procedimiento consiste básicamente en que el MME calcula trimestralmente el balance de demanda y oferta, con base en la información suministrada por los refinadores locales de su programación de producción, la información es publicada por el MME en su página Web, indicando el producto, el volumen, las fechas (ventanas probables), la calidad y las zonas del país para las que se requieren los volúmenes a importar. Los refinadores y/o importadores disponen de siete días hábiles para presentar al MME la oferta para la importación indicando el producto, volumen, precio, fechas y logística (facilidades a usar en cuanto a: puerto de entrada, almacenamiento y transporte) que emplearán para importar y colocar el producto en las regiones del país donde se requiere.

El criterio de asignación se hace al agente (o agentes) que ofrezca el menor precio, previa revisión del cumplimiento de los requisitos respecto de producto, volúmenes, fechas, localización y logística de importación y suministro. El subsidio se otorga sobre los volúmenes importados.

De acuerdo con lo anterior, es claro que existe un mecanismo claramente definido operado directamente por el MME, para activar y viabilizar las importaciones necesarias de los refinados subsidiados que no puedan ser abastecidos por la producción local.

D. Requerimientos de calidad

Tras una serie de extensiones respecto al cronograma originalmente establecido, hacia 2010 se espera la entrada en vigencia de las nuevas especificaciones de calidad para los

combustibles líquidos en Colombia. Las nuevas especificaciones incluyen entre sus principales modificaciones una reducción en el contenido de azufre, que pasará a 300 partes por millón (ppm) en las gasolinas y a 50 ppm en el diesel (primero en Bogotá y las zonas con transporte público y luego se hará extensivo al resto del país.

Tanto en el corto como en el mediano plazo, existe un riesgo de que demoras en las inversiones en hidrotreamiento provoquen la necesidad de importar producto al no poder cumplir la oferta local con las especificaciones requeridas.

Calidad de combustibles

| Resolución | Combustible | 2005 | 2007 (Jul) | 2008 (Jul) | 2009 (Ene) | 2010 (Ene) | 2010 (Dic) | 2013 (Ene) |
|-------------|----------------------------------|------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 180158/2007 | ACPM para transporte público | | | | | 50 | | |
| | Gasolina para transporte público | | | | | 50 | | |
| 1180/2006 | ACPM | 4500 | 4000 | 3000 | | | 500 | |
| | ACEM Bogotá | 1200 | 1000 | 1000 | | | 500 | |
| | Gasolina | 1000 | 1000 | 1000 | | | 300 | |
| 182087/2007 | ACPM | | 4000 | 3000 | 2500 | 500 50* | | 50 |
| | ACEM Bogotá | | 1000 | 500 | | 50 | | |
| | Gasolina | 1000 | 1000 | 1000 | | | 300 | |

Fuente: MME, Ministerio de Medio Ambiente, Análisis Arthur D. Little

E. Abastecimiento zonas de fronteras

A partir del artículo 1 de la Ley 681 de 2001 y sus distintas disposiciones reglamentarias, se estableció en Colombia un esquema de abastecimiento especial para zonas de frontera, que incluye 12 departamentos. El mismo busca regularizar la situación de abastecimiento en estas regiones, en que históricamente se ha observado una alta participación del contrabando, principalmente desde Venezuela, originado por el diferencial de precio existente.

Bajo dicho esquema, la UPME asigna unos cupos mensuales de combustibles otorgados a estaciones de servicio localizadas en estos departamentos a unos precios diferenciales respecto a los del resto del país. Dichos cupos incluyen producto nacional e importado,

principalmente, desde Venezuela. El abastecimiento en zonas de fronteras es responsabilidad de ECOPEPTROL.

Los planes de abastecimiento asumen la disponibilidad de producto proveniente desde Venezuela. Por lo tanto situaciones que provoquen cortes en el suministro de esta fuente (por ejemplo, problemas políticos o dificultades en el sector petrolero) pueden generar situaciones de desabastecimiento en estas regiones, situación que se ha experimentado en los últimos años.

F. Seguridad en el abastecimiento

Actualmente se obliga a los distribuidores la obligatoriedad de disponer en todo momento una capacidad mínima de almacenamiento comercial correspondiente al 30% del volumen mensual de ventas de cada planta (equivalentes a 9 días), calculado de acuerdo con el promedio de ventas mensuales de los últimos 12 (doce) meses al momento de determinación del margen de dicho sector.

Sin embargo, la regulación aún no exige niveles de inventarios a ser efectivamente mantenidos por parte de los distribuidores mayoristas. En efecto, el artículo 39 del Decreto 4299 de 2005 dispuso que el MME establecerá mediante resolución, la reglamentación pertinente a los inventarios mínimos que deben disponer cada uno de los agentes de la cadena de distribución de combustibles. Ante esta circunstancia, como se mencionó más arriba, en la actualidad los mayoristas manejan inventarios en un rango de 3 a 5 días de sus ventas mensuales.

G. Inventario de normas

Revisar Anexo 1

IV.D. Relaciones entre agentes: Prácticas comerciales y contractuales

El manejo operativo de las nominaciones por poliducto se realiza en forma mensual. Los distribuidores mayoristas solicitan producto a ECOPEPTROL, quien los compara con los volúmenes despachados históricamente por cada una de las terminales mayoristas.

Según el Decreto 4299/2005, los distribuidores minoristas deben contar con un contrato de suministro con un único distribuidor mayorista. La práctica comercial más usual entre estos agentes es que el minorista pague al distribuidor contra el retiro del producto. Esta situación contribuye a que el sector minorista se maneje por lo general con bajos niveles de inventarios.

V. Biocombustibles - Etanol

V.A. Balance Proyectado

- Situación actual

Colombia es el segundo productor de etanol en Latinoamérica. Con una producción que alcanzó los 866 mil litros día en el 2007 registro un aumento de 2,3% frente al 2006 para atender el 70% de la demanda del mercado nacional con un 10% de mezcla (E10).

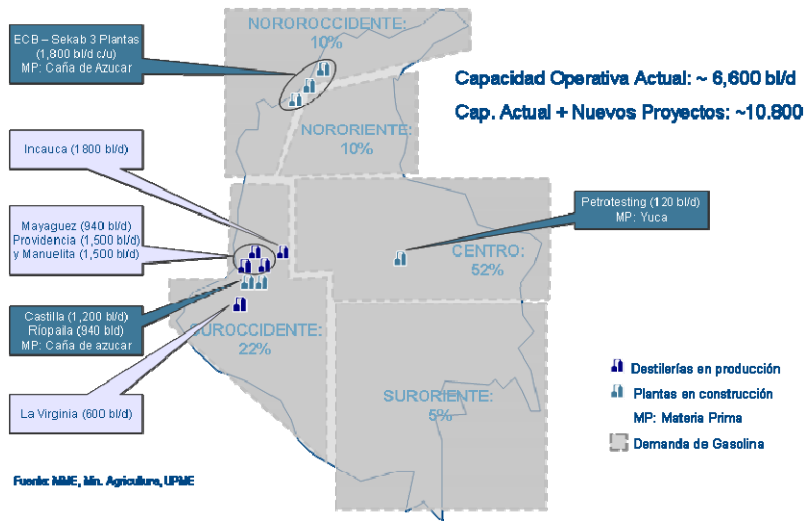
Desde principios de la presente década comenzaron a gestarse en el seno del gobierno colombiano y del Congreso de la República las condiciones necesarias para el establecimiento de esta nueva industria. Así, mediante la Ley 693 de 2001 se estableció la obligación de oxigenar las gasolinas consumidas en los principales centros urbanos, y en 2002, mediante la Ley 788, Artículo 31, se establecieron exenciones tributarias para el consumo del alcohol carburante con destino a la mezcla con gasolina para vehículos automotores.

En los años siguientes se realizó la reglamentación técnica necesaria, hasta que en octubre de 2005 comenzó la producción de las dos primeras destilerías de alcohol carburante en el país, ubicadas en los ingenios Incauca y Providencia. Estas dos destilerías abastecieron el Suroccidente del país hasta el mes de febrero de 2006, cuando ingresó Bogotá al programa de oxigenación y empezaron a operar las destilerías de los ingenios Risaralda, Mayagüez y Manuelita.

Con una capacidad instalada de 1.050.000 litros por día, el programa siguió avanzando cuando en el mes de junio del 2007 ingresó la región conformada por los departamentos de Santander, Norte de Santander y parcialmente Boyacá y Cesar. Con esta nueva región incluida en el programa, las destilerías del sector azucarero atienden la demanda de gasolina del 70% del país con una mezcla de 10% de alcohol carburante en la gasolina. Para el 2009 está contemplado que todo el país entre en el programa de utilización del 10% de alcohol carburante en la gasolina.

El 61% de la producción de etanol esta ubicada en el departamento del Valle, 29% en el Cauca, y 10% en Risaralda. El producto es transportado en carro tanque a las plantas de los mayoristas que se ubican cerca de los principales centros de consumo. Como se puede observa en el siguiente grafico el abastecimiento de etanol se da en dirección sur – norte, puesto que los ingenios azucareros se ubican en la región sur occidente y la mitad del consumo nacional de gasolinas se da en la zona centro del país.

Plantas de Bioetanol y consumo de Gasolinas



Fuente: MME, UPME, Min. Agricultura

La próxima destilería en instalarse será la del Ingenio Riopaila, la cual contará con una capacidad de producción de 300.000 litros por día. También se encuentra en proceso la ampliación la destilería Mayagüez. Esta ampliación será de 100.000 litros por día adicionales. Se estima que para el 2010, Colombia contará con una capacidad instalada de 1.450.000 litros por día ubicada en el sector azucarero colombiano.

Producción y ventas de bioetanol

| Año | Producción (miles de litros) | Ventas | Area Cubierta |
|-------|------------------------------|---------|---|
| 2,005 | 28,953 | 23,559 | Valle del Cauca, Cauca, Nariño, Quindío |
| 2,006 | 268,544 | 258,544 | A partir de Feb/2006 ingresó Bogota |
| 2,007 | 274,832 | 279,673 | A partir de Jun/2007 Santander y Norte de Santander |

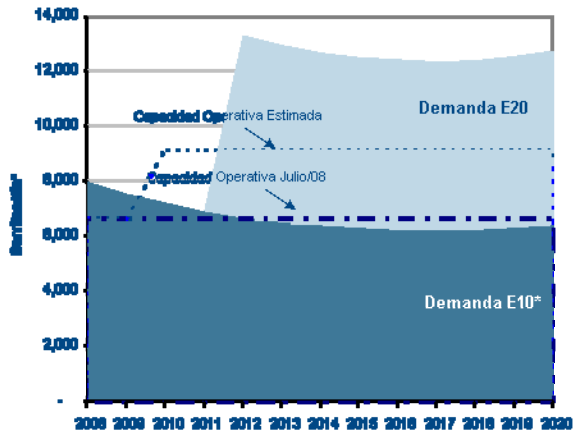
Fuente: Asocaña

- Perspectivas

Dada la capacidad instalada del 2008 los productores nacionales estarían en capacidad de satisfacer el 70% de la demanda actual la demanda, 90% en el 2010 y 100% a partir del 2012 e incluso generar algunos caracteres exportables. La proyección del consumo

de etanol se hacen en concordancia con el escenario base de consumo de gasolina de la UPME y asumiendo una mezcla nacional de E10.

Balance proyectado de etanol (barriles/día)



Demanda E10* asumiendo el consumo de Etanol en todo el país.
Fuente: UPME, MME
Factor de conversión Litros- Barriles: 168

Fuente: Análisis Arthur D. Little en base a UPME

Conforme al cronograma de mezclas el departamento de Antioquia y la costa atlántica deberán iniciar la mezcla E10 en el 2009 de forma tal que la totalidad del país se cubra máximo en el 2010.

Aun no son claras las perspectivas de crecimiento del mercado nacional por el lado de la demanda. Por una parte el aumento de la mezcla obligatoria mínima a E20 podría presentar algunos problemas técnicos para su asimilación conforme a los estudios técnicos desarrollados por ECP y otros centros de investigación. Adicionalmente, en el mes de julio de 2008 el Ministerio de Minas y Energía publicó para comentarios un borrador de resolución donde se cambia el esquema de mezcla mínima por un esquema de promoción al consumo E85 en los nuevos vehículos a partir del 2012.

V.B. Marco institucional y regulatorio

A. Organización Institucional

Actualmente se cuenta con regulación y organización institucional e industrial para la importación, producción y distribución de alcohol carburante y biodiesel para ser mezclado con gasolina y diesel o ACPM.

Las tablas que se presentan a continuación resumen la asignación de funciones de las partes involucradas en el abastecimiento de etanol.

Organización Institucional cadena de bioetanol

| ENTIDAD / AGENTE | FUNCION |
|------------------------|---|
| | |
| CONGRESO | Fija exigencias de mezcla de etanol carburante con gasolina. Se considera como política coadyuvante de autosuficiencia energética |
| MME | Regula cadena del etano. Lleva registro de productores. Exige capacidad de almacenamiento e inventarios. Expide normas técnicas. |
| PRODUCTOR / IMPORTADOR | Persona que a través de plantas destiladoras o deshidratadoras producen alcohol carburante o convierten alcohol hidratado en alcohol carburante para uso automotor. Para los mismos efectos se tendrá por tal a los importadores de etanol anhidro o alcohol carburante. El productor nacional debe garantizar primero el abastecimiento de la demanda interna. |
| DISTRIBUIDOR MAYORISTA | Responsable de la mezcla. Debe garantizar la calidad de la mezcla |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Del conjunto de entidades y agentes, y de la asignación de roles se puede concluir lo siguiente con relación a la seguridad del abastecimiento de biocombustibles:

- Existe una clara asignación de funciones entre las autoridades y los agentes de la cadena de producción, importación y distribución.
- Existen los mecanismos regulatorios para permitir la importación de los biocombustibles en caso de requerirse para la mezcla regulada.

La utilización del etanol en Colombia fue introducida por la ley 693 del 2001 que establece la obligación de mezclar la gasolina con alcohol carburante. Con base en esta ley, la proporción es de E10, es decir 90% gasolina y 10% etanol, inicialmente en las ciudades de más de 500 mil habitantes (desde el 2005) y después en el resto del país conforme al desarrollo de la infraestructura de distribución y acopio lo permita. La producción se enmarca bajo un régimen de libre entrada con precios regulados.

Por otra parte, el Decreto 2629 del 1o. de julio de 2007 establece que a partir del año 2012 los vehículos que se comercialicen en Colombia deben poder funcionar con una mezcla E-20. En la actualidad está en proceso de estructuración un estudio denominado

“Hacia el E-20 en Colombia”, el cual ha contado con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía y la Coordinación Nacional para el Desarrollo Sostenible de los Biocombustibles. Este estudio busca evaluar los efectos del incremento de la mezcla en el parque automotor colombiano.

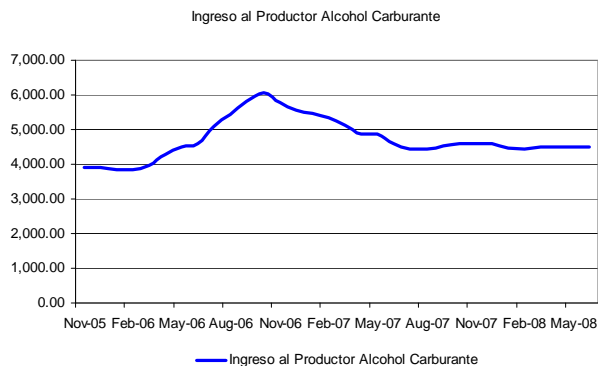
Mediante Resolución 180687 de 2003 el MME estableció la regulación técnica para la producción, acopio, distribución, comercialización y mezcla del etanol. En dicha Resolución, el MME fijó a los productores la obligación de mantener una capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para cubrir la demanda de los Distribuidores Mayoristas que atienden, durante un tiempo mínimo de diez días hábiles y de acuerdo a los términos contractuales pactados. El artículo 4º de la Resolución 181069 de 2005, que modificó la anterior Resolución, estableció la obligación para los productores de alcohol carburantes de registrarse ante el MME. Todos esos requerimientos son aplicables a los importadores de este producto.

B. Precios/Subsidios

Conforme a la Resolución 18 0222 del 2006 los productores de etanol recibirán el mayor valor entre el precio definido como mínimo para la estabilidad de la producción y el costo de oportunidad de las materias primas que se utilizan, es decir el costo de oportunidad del azúcar en el mercado internacional. De esta manera, se asegura que la producción de la materia prima se oriente a satisfacer en primera instancia la demanda interna para la producción de etanol.

Conforme a la resolución vigente, el precio actual es el mayor valor entre \$3.911,58 pesos (definido como el precio de estabilidad) y el resultado del promedio móvil de los últimos seis meses del azúcar blanco refinado (paridad exportación) ajustado por un factor de conversión de galones a litros, el factor de rendimiento entre azúcar y alcohol y la tasa representativa del mercado. Teniendo en cuenta la formula anterior el precio del etanol durante los últimos años ha sido:

Balance proyectado de etanol



Fuente: Análisis Arthur D. Little en base a UPME

Como se observa en la grafica anterior entre el 2006 y el 2007 el precio creció considerablemente pero desde febrero del 2007 hasta mayo del 2008 las cotizaciones del precio de etanol para el productor estuvieron bastante estables.

Los minoristas y mayoristas podrán recibir dentro del precio regulado un margen adicional que remunere las inversiones en infraestructura o los costos adicionales necesarios para cumplir con los procedimientos establecidos entorno a la mezcla de gasolinas y etanol.

A pesar que la regulación del precio promueve la producción de etanol, el alto nivel de beneficios tributarios y económicos que reciben los productores puede ser también un limitante para subir la mezcla a E20 debido a que el incremento en la producción nacional generaría un aumento en el costo económico para el gobierno si deseara mantener la reglamentación actual del mercado.

C. Acceso a infraestructura

La distribución del etanol se hace por carro-tanque. La resolución 18 0687 del 2003 estableció la prohibición de transportar etanol por poliductos debido a los daños técnicos que estos pueden sufrir. Según el artículo 13, ECOPETROL está autorizado a transportar combustibles oxigenados por sus redes siempre y cuando garantice que los ductos no se verán afectados.

D. Seguridad en el abastecimiento

Los productores de etanol están autorizados para exportar su producto siempre y cuando la demanda nacional esté completamente abastecida. Adicionalmente, la resolución 18 0687 del 2003 en su artículo 18 establece que los productores deberán mantener una

capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para satisfacer la demanda de los mayoristas que atiende durante 10 días hábiles conforme a las obligaciones pactadas.

En caso de desabastecimiento por razones de fuerza mayor, el MME podrá autorizar a los mayoristas a despachar gasolinas no mezcladas. El MME también podrá asignar cuotas de alcohol carburante por planta de abastecimiento cuando la oferta no permita satisfacer toda la demanda.

Aunque la regulación contempla la posibilidad de importar etanol, no es clara en cuanto al libre acceso a las facilidades portuarias y a la tarifa a la que deberían pagar los servicios necesarios para recibir y transportar la interior del país.

En marzo del 2008 se publicó un nuevo documento CONPES que establece la política a largo plazo para el sector de biocombustibles. El mismo estableció como objetivo general de la política aprovechar los beneficios de desarrollo económico y social que ofrece el mercado de biocombustibles de manera competitiva y sostenible. Para lograr este objetivo se trazaron nuevas estrategias entre las que se destacan:

- Definir un programa para la reducción de costos de producción de biocombustibles a partir del cual se puedan identificar las áreas cultivables más productivas, los mejores mecanismos de acceso a tierras cultivables y la creación de conglomerados productivos para aprovechar las sinergias entre la producción de materias prima y la transformación.
- Evaluación y definición de un plan para el desarrollo de la infraestructura de transporte
- Incentivar la producción eficiente de biocombustibles: dentro de esta medidas esta mantener los beneficios tributarios por un periodo no menor a 15 años pero paralelamente definir el sistema de desmonte de los mismos con el ánimo de promover el mejoramiento en la productividad.
- Definir un Plan Nacional de Investigación y desarrollo de biocombustibles
- Armonizar la política nacional de Biocombustibles con la política nacional de seguridad alimentaría y nutricional para que los precios de la canasta básica no se vean alterados por la producción de biocombustibles
- Definir un nuevo esquema de regulación de precios que tome en cuenta no sólo el costo de oportunidad de las materias primas y los precios internacionales de los combustibles, sino que incluya también un mecanismo para atenuar las consecuencias de reducciones en los mismos.
- Desarrollar acciones para abrir nuevos mercados internacionales ajustando la producción nacional a los estándares ambientales y de calidad exigidos por los grandes consumidores del mercado mundial
- Establecer acciones para garantizar un desarrollo ambientalmente sostenible de la industria

VI. Biocombustibles - Biodiesel

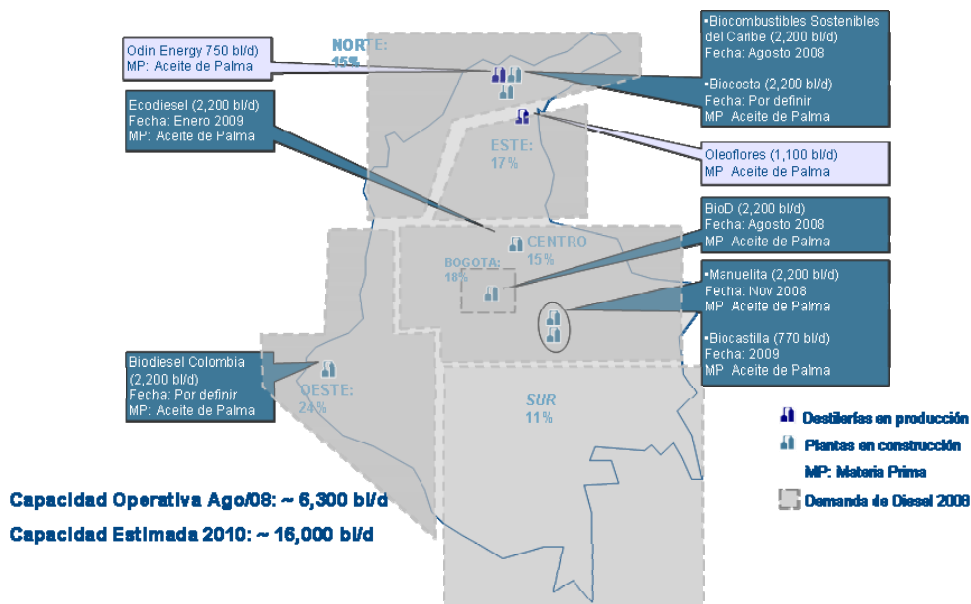
VI.A. Balance proyectado

- Situación actual

El Gobierno Nacional está promoviendo los cultivos de palma de aceite como parte de una política para impulsar el crecimiento en sectores estratégicos, creando incentivos y exenciones tributarias para la producción y comercialización de biodiesel para uso en motores diesel.

En Colombia la producción industrial de biodiesel inició en enero de 2008. Actualmente se encuentra terminada una planta con una capacidad de 750 bl/d y se están construyendo 7 con una capacidad total de 16 mil bl/d, las cuales emplearán aceite de palma como materia prima. Se espera que los rendimientos de conversión a biodiesel a partir de palma de aceite sean de 4.600 l/ha de biodiesel, este cálculo se basa en el rendimiento promedio del cultivo de palma de aceite en Colombia equivalente a 3,93 ton/ha en 2006.

Plantas de Biodiesel



Fuente: Análisis Arthur D. Little en base a UPME

En términos del desarrollo de la demanda el Programa de mezcla que está aprobado por el MME es el siguiente:

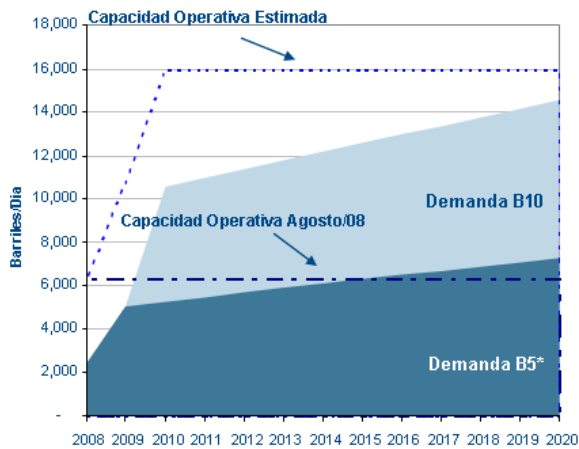
- 5%: Noviembre - Enero de 2007 en la Costa Atlántica.
- 5%: En junio de 2008 en el resto del país.
- 10%: Totalidad del país: Desde el año 2010.
- 20%: Totalidad del país: En esquema mixto, desde el año 2012.

Actualmente se está distribuyendo dicha mezcla en la Costa Atlántica desde el pasado 1° de enero e involucra los departamentos de Atlántico, Bolívar, Magdalena, Norte de Cesar, Sucre, Córdoba, Guajira (Solo para grandes consumidores) y el Archipiélago de San Andrés y Providencia, no obstante, por problemas de oferta se levantó la mezcla en la zona de Atlántico desde el mes de marzo.

La planta productora de Biodiesel se encuentra en el Departamento del Cesar (Municipio de Agustín Codazzi – Oleoflores S.A). Próximamente dos plantas en el departamento del Magdalena (Odin Energy – Biocombustibles Sostenibles del Caribe).

- Balance Proyectado

Balance proyectado de biodiesel (litros/día)



* Demanda B5 asumiendo que se consume en todo el país
Fuente: UPME, MME
Factor de conversión: Litros- Barriles: 159 l/Bl

Fuente: Análisis Arthur D. Little en base a UPME

La proyecciones de consumo de biodiesel se estimaron utilizando como base los pronósticos de consumo de diesel de la UPME y la capacidad de las plantas en construcción al 2007 ubicadas en Cesar (1), Santa Marta (2), Meta (1), y Cundinamarca (1). Se prevén adiciones a la capacidad instalada en el 2009 gracias a la producción de nuevas plantas en Barrancabermeja (1), Meta (1), Tumaco (1) y Costa Atlántica.

Dadas las proyecciones de demanda y de oferta la capacidad operativa actual sería suficiente para satisfacer la demanda B5 y podría generar algunos excedentes de exportación hasta el 2012; sin embargo, en el caso de cumplir con las metas programadas de sustitución llevando el biodiesel a B10, a partir del 2012 se presentaría un déficit de producto para lo cual sería necesario incentivar la producción nacional o comprar el faltante en el mercado internacional.

VI.B. Marco institucional y regulatorio

A. Organización Institucional

El programa de Biodiesel se inició en el 2004 gracias a la adopción de la ley 939 del 2004 que estableció el B5 como el mínimo nivel de consumo interno a partir de enero del 2008.

Las tablas que se presentan a continuación resumen la asignación de roles de las partes involucradas en el abastecimiento de ambos biocombustibles.

Organización Institucional cadena de biodiesel

| CADENA DEL BIODIESEL | |
|------------------------|--|
| ENTIDAD / AGENTE | ROL |
| CONGRESO | Fija exigencias de mezcla de etanol carburante con gasolina. Se considera como política coadyuvante de autosuficiencia energética |
| MME | Regula cadena del etano. Lleva registro de productores. Exige capacidad de almacenamiento e inventarios. Expide normas técnicas. |
| PRODUCTOR / IMPORTADOR | <p>Persona que a través de plantas destiladoras o deshidratadoras producen alcohol carburante o convierten alcohol hidratado en alcohol carburante para uso automotor.</p> <p>Para los mismos efectos se tendrá por tal a los importadores de etanol anhidro o alcohol carburante.</p> <p>El productor nacional debe garantizar primero el abastecimiento de la demanda interna.</p> |
| DISTRIBUIDOR MAYORISTA | Responsable de la mezcla. Debe garantizar la calidad de la mezcla |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

B. Precios/Subsidios

El Biodiesel empezó a recibir incentivos tributarios a partir de la ley 939 del 2004. De acuerdo con dicha norma, la venta de biodiesel está exenta de impuesto a las ventas y de impuesto global. Así mismo esta ley dio exención de impuesto por 10 años sobre la renta generada por el aprovechamiento de cultivos de palma de aceite, que es la principal materia prima para la producción de biodiesel en Colombia.

El precio del biodiesel está regulado. El productor recibe el mayor precio conforme a los siguientes parámetros (Resolución 18 1780 de 2005 modificada por la Resolución 18 2158 de 2007):

- Ingreso Techo: Indexado al precio paridad importación del diesel ajustada por un factor de producción eficiente.
- Ingreso Piso: Indexado al precio de paridad exportación para el aceite de palma ajustado igualmente por un factor de producción eficiente.

De esta forma, existe un incentivo al productor de aceite de palma para destinar la producción prioritariamente al consumo interno.

Una vez definido el ingreso mínimo al productor el precio máximo de venta al mayorista está determinado por:

$$PMA = IP + PI + PG + Tt + Tma$$

Donde

IP es el ingreso al productor,

PI es el impuesto a las ventas

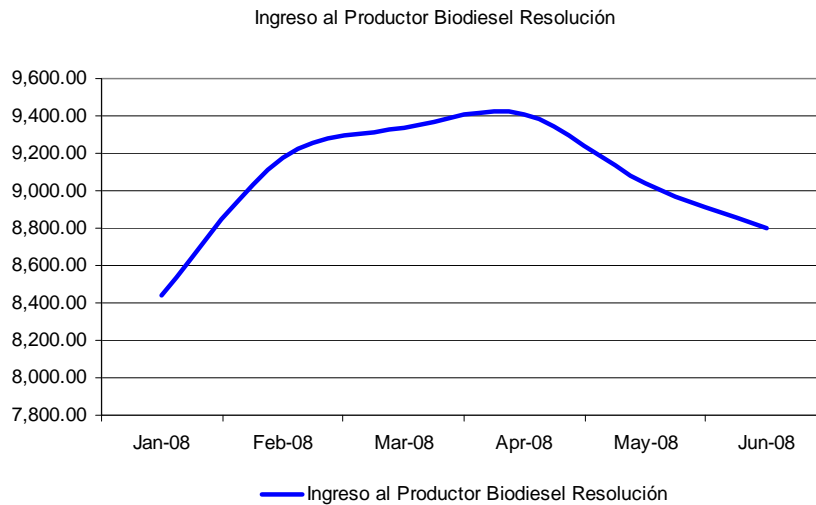
PG es el valor del impuesto global

Tt es el valor de la tarifa de transporte desde la sede del productor hasta el mayorista

Tma es la tarifa de marcación del combustible

Así mismo, el precio de venta del ACPM mezclado del mayorista al distribuidor minorista está definido por el precio máximo al mayorista más el respectivo margen definido en la resolución 18 0822 del 2005 y el valor correspondiente a la sobre-tasa del diesel.

Ingreso al productor de biodiesel



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Finalmente los productores o importadores de Diesel deberán exigir a los mayoristas una certificación de que cuentan con la disponibilidad de biodiesel necesaria para lograr la mezcla establecida por la ley en cada una de sus entregas.

C. Acceso a infraestructura

La distribución del biodiesel se hace partir de carro tanques y poliductos. Los carro tanques transportan el biodiesel desde los centro de producción hasta las plantas de abasto de los mayoristas y las refinerías para las respectivas mezcla.

El acceso a los poliductos es igual que para los combustibles líquidos. Los propietarios de los poliductos deben establecer los protocolos para transportar B2 sin ningún problema técnico.

D. Participación en los distintos segmentos

La cadena del Biodiesel está reglamentada por la resolución 182142 del 2007 del MME y esta conformada por los siguientes agentes:

Productores de biodiesel: Los productores deben estar registrados en el ministerio de minas y energía, están autorizados para vender biodiesel con las especificaciones técnicas definidas por el MME a los Mayoristas y Refinadores autorizados por la misma entidad.

Importadores de Biodiesel: Deben estar registrados en el MME y contar con la infraestructura reglamentada por la misma entidad.

Transportadores de Biodiesel: El transporte de biodiesel se podrá llevar a cabo por carro tanque o por poliductos. En el caso de los carro tanque estos deberán estar autorizados por MME y podrán cobrar las tarifas conforme lo establece la resolución 1661 del 2007.

Mezclador de Biocombustibles para motores Diesel: La mezcla del diesel y biodiesel la pueden hacer refinadores, importadores o mayoristas. Para obtener la mezcla B5 deberá hacerse de la siguiente forma: 2% en las refinerías y 3% en las plantas de los mayoristas.

E. Acceso a suministros

El suministro de Biodiesel a los refinadores o mayoristas por parte de productores nacionales está regulado por acuerdos bilaterales entre productores y los mezcladores. En el caso de los importadores estos deberán obtener la aprobación del MME para importar Biodiesel.

F. Seguridad en el Abastecimiento (Ej.: almacenamiento estratégico)

La Resolución 182142 del 2007 en los artículos 8 y 12 establece que los productores o importadores de biodiesel deberán mantener un inventario y capacidad de almacenamiento equivalente a por lo menos 10 días de capacidad de producción.

VII. Gas Licuado de Petróleo (GLP)

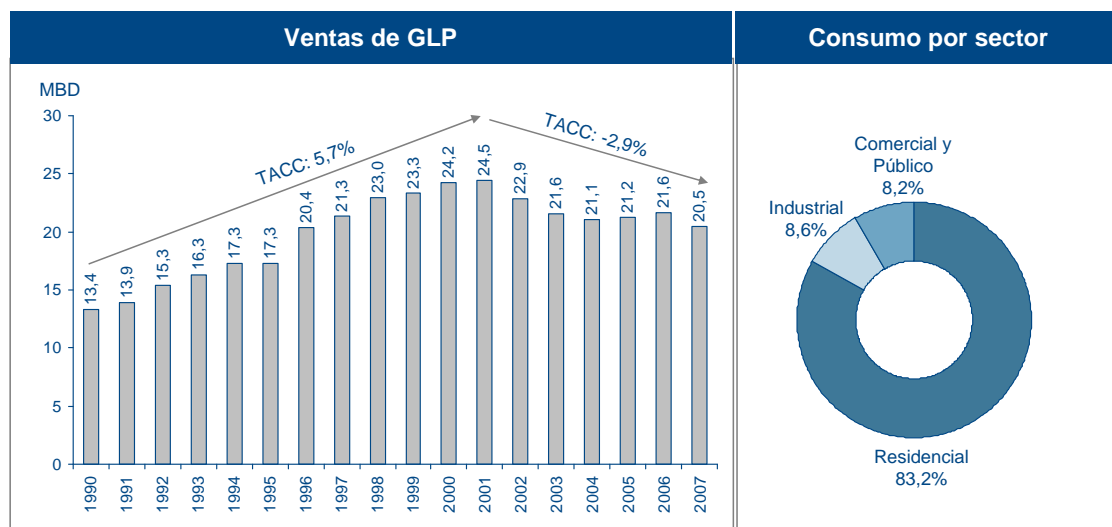
VII.A. Balance Proyectado

- Contexto actual

Tras incrementar su participación en la matriz energética en la primera mitad de la década de los 90, la fuerte penetración del gas natural significó un significativo retroceso del gas licuado de petróleo (GLP) desde 2001.

De esta forma, las ventas de GLP en 2007 ascendieron a 20,5 MBD, desde un máximo de 24,5 MBD alcanzados en 2001. El consumo está fuertemente concentrado en el sector residencial, responsable de un 84% del consumo total en 2006. Adicionalmente existen consumos menores en los sectores industrial y comercial y público concentrando cada uno el 8% del consumo total.

Demanda de GLP

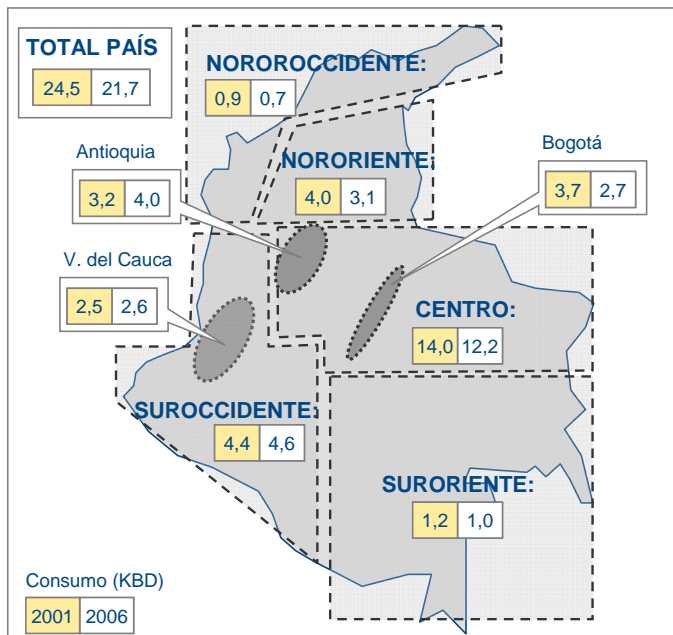


Fuente: CREG, Análisis Arthur D. Little

El desplazamiento del GLP por parte del gas natural a partir del año 2000 (momento en el cual se extendió al interior del país la disponibilidad de gas natural a través del desarrollo de infraestructura de transporte) obedeció exclusivamente al fuerte diferencial en precios relativos vigente hasta la actualidad.

De esta forma, el consumo de GLP se ha mantenido estable o incrementado únicamente en regiones en que, por un menor desarrollo de infraestructura, la penetración del gas natural ha sido menor. Entre los principales departamentos, únicamente Antioquia y Valle del Cauca muestran en 2006 un incremento en la demanda (respecto a 2001), mientras que en Bogotá y Cundinamarca las ventas se contrajeron, en promedio, a una tasa anual del 6%.

Distribución geográfica de la demanda

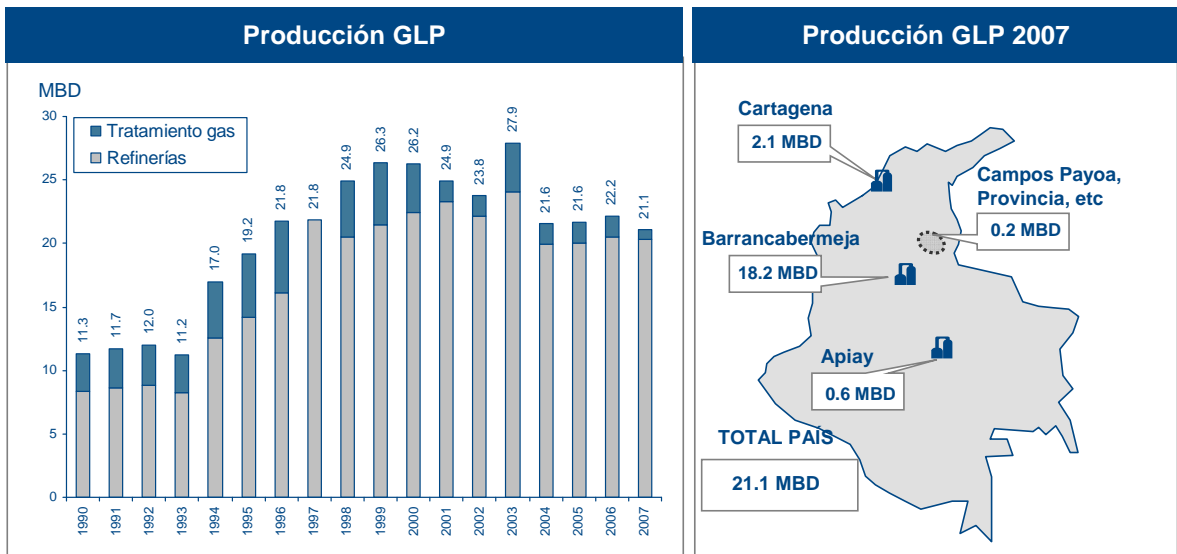


Fuente: CREG, Análisis Arthur D. Little

La producción total de GLP ha mostrado una tendencia declinante, alcanzando los 21.1 MBD en 2007 (desde los cerca de 28 MBD producidos en 2003). La mayor parte proviene de la producción de refinerías, que en conjunto produjeron 20.9 MBD (18.2 MBD en Barrancabermeja y 2.1 MBD en Cartagena y 0.6 MBD en Apiay).

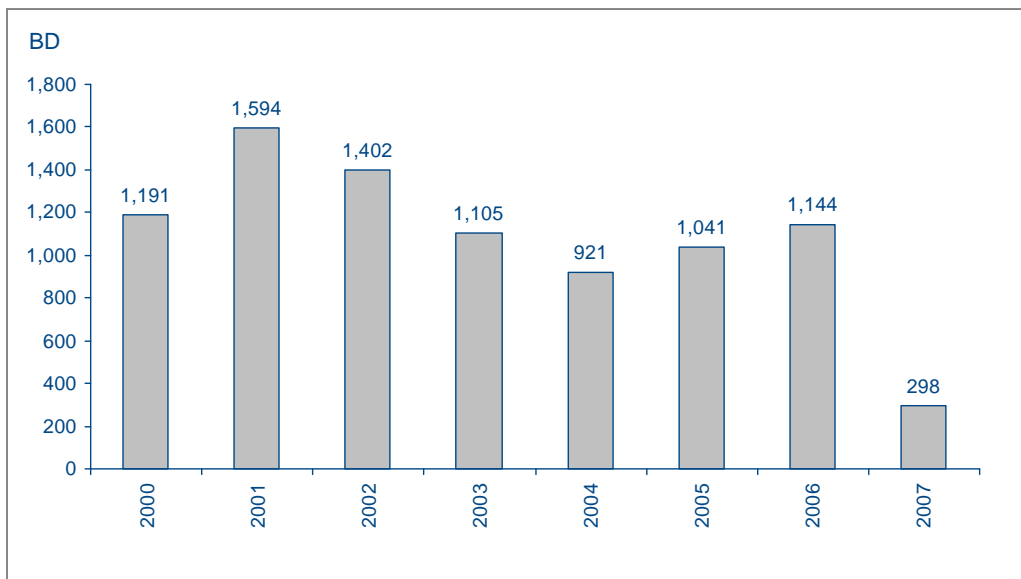
Dado que la producción es reportada neta de consumos propios y petroquímicos, la declinación reportada refleja un incremento en las ventas al sector petroquímico, producto de un mayor atractivo en su precio de venta vs. el de venta para uso combustible.

Producción de GLP



Fuente: CREG, Análisis Arthur D. Little

Balance comercial de GLP



Fuente: ECOPELROL

Esta situación ha provocado una importante declinación en los excedentes exportables (históricamente superiores a los 1.000 BD), que en 2007 ascendieron a sólo 298 BD. Tomando como referencia información disponible de la CREG para los primeros cuatro

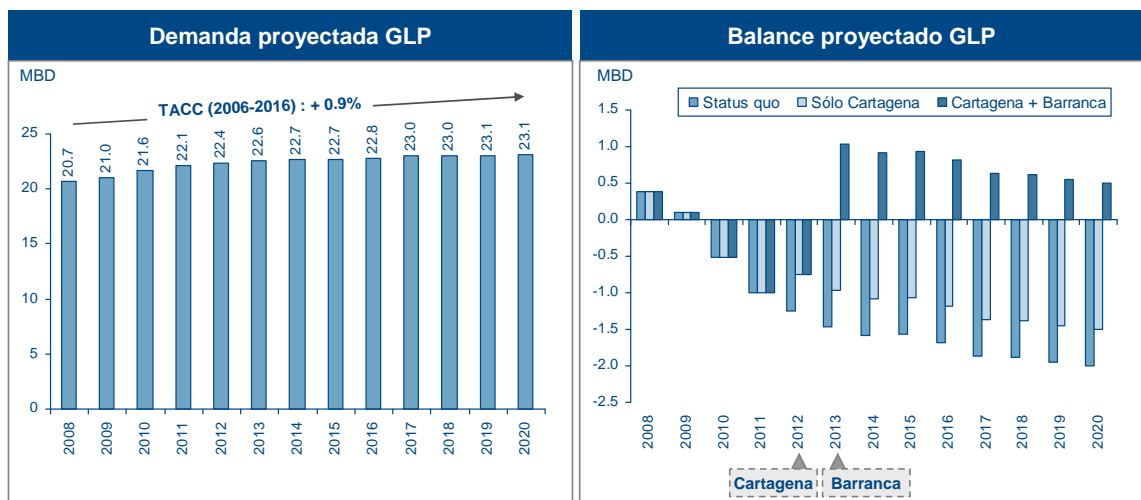
meses de 2008, se importaron 390 BD en promedio (provenientes de República Dominicana y Trinidad y Tobago), y se exportaron cerca de 220 (a Panamá), lo cual arroja un déficit del orden de los 170 BD.

- Perspectivas

En los próximos años, no se espera un cambio en la tendencia de la demanda del sector residencial, que en el mejor de los casos se mantendría estable en los niveles actuales (dependiendo de la disponibilidad de gas natural). Sin embargo, es dable esperar un incremento en la demanda del sector petroquímico, teniendo en cuenta los planes de ampliación de capacidad de producción previstos en este sector.

El caso base estimado por la UPME en el PEN 2007 (excluyendo el sector petroquímico) proyecta una tasa media de crecimiento anual del 0.8%. De esta forma, la demanda conjunta de los sectores residencial, industrial y comercial alcanzaría los 21.6 MBD en 2010, 22.7 MBD en 2015 y 23.1 MBD en 2020.

Demanda y balance proyectado de GLP



Nota: Se asume que la producción de Cusiana es destinada a uso petroquímico
Fuente: UPME, Análisis Arthur D. Little

Del lado de la oferta, las fuentes potenciales de incremento vienen dadas por el aumento previsto en la producción de gas de Cusiana, la ampliación de la refinería de Cartagena y el aumento de conversión en Barrancabermeja. Se considera en el escenario base un incremento marginal en la oferta neta, proveniente de la refinería Cartagena, asumiendo que la totalidad del GLP producido en Cusiana es destinado al sector petroquímico, (ver detalle más adelante) y que no se realiza el aumento de conversión en Barrancabermeja.

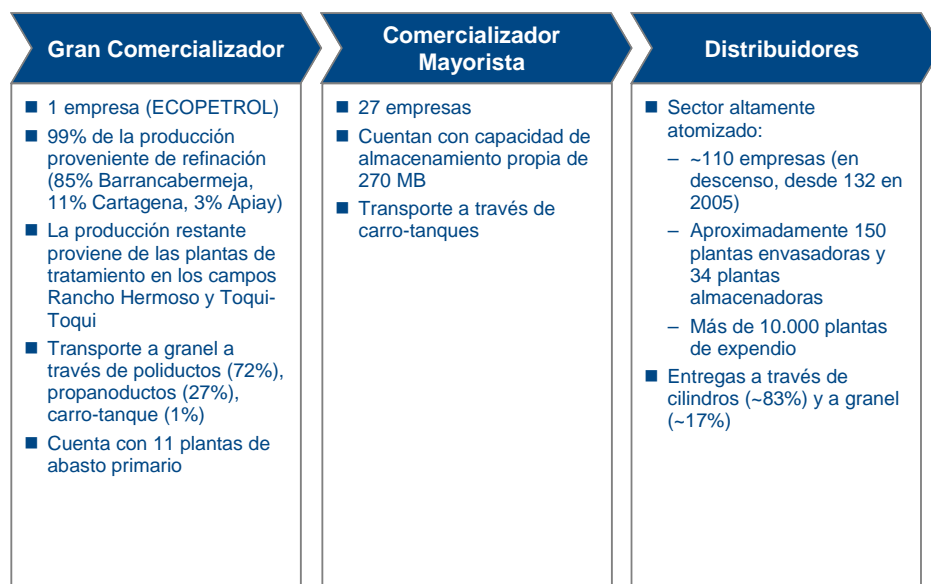
Bajo este escenario, se proyecta un déficit a partir de 2010 (500 BD), que se incrementa a 1,000 BD en 2015 y a 1,500 BD en 2020. En caso de llevarse a cabo la modernización de la refinería de Barrancabermeja, y asumiendo que la producción incremental se destina para uso combustible, el déficit se revertiría a partir del año 2013.

VII.B. Estructura de mercado

Si bien la CREG ha redefinido los participantes en la cadena del GLP como parte del cambio regulatorio introducido recientemente⁶, a los fines de caracterizar el sector en este documento se mantiene la clasificación de jugadores vigentes hasta este momento, ya que la configuración actual del sector responde a dicha clasificación.

De esta forma, se analiza la cadena considerando los siguientes eslabones participantes: El Gran Comercializador, que vende GLP a granel que produce o importa, el Comercializador Mayorista, quien almacena y vende a los Distribuidores el producto que adquiere al Gran Comercializador y el Distribuidor es quien maneja, envasa y comercializa el producto al usuario final

Resumen de la cadena de GLP



Fuente: CREG, UPME, Análisis Arthur D. Little

A. Gran comercializador

El segmento de comercializador incluye las actividades de producción e importación y transporte primario del gas licuado de petróleo hasta las plantas de almacenamiento de los Comercializadores Mayoristas.

En la actualidad ECOPETROL es la única compañía con participación en el segmento. La mayor parte de la producción proviene de sus refinerías (aproximadamente el 99%) y una parte marginal (y declinante) se origina en las plantas de tratamiento de gas en los campos del interior del país.

⁶ Ver el cambio propuesto en detalle en la sección de Marco Regulatorio

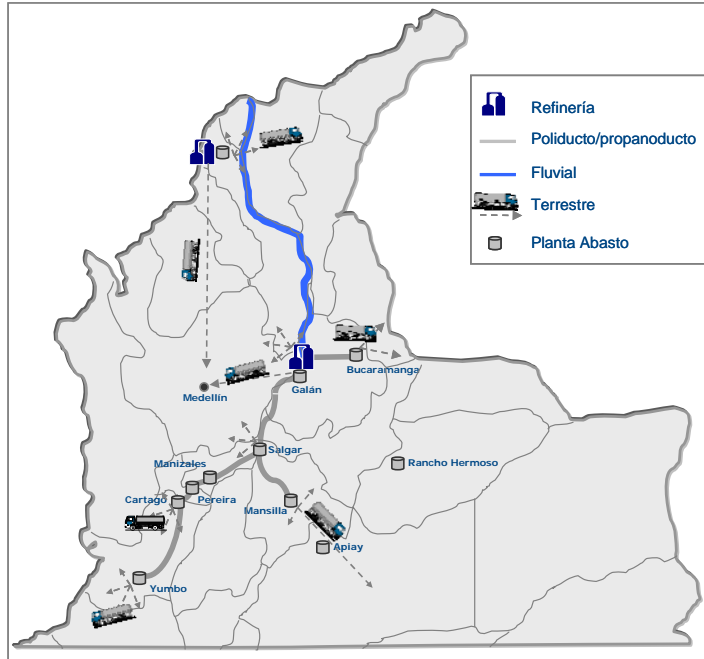
De acuerdo a la UPME, existen dos proyectos de inversión que permitirán ampliar la producción de este energético en los próximos años. El primero de ellos es la ampliación de la refinería Cartagena, que si bien incrementará la producción a 10,8 MBD, pondrá a disposición únicamente 3,3 MBD para usos energéticos, lo que representa un incremento de 1,1 MBD respecto a la oferta disponible actual. La producción restante será utilizada en la planta de alquilación (3,5 MBD) y en la planta de propileno (4,0 MBD).

El segundo proyecto consiste en la construcción de la planta de tratamiento de gas en Cusiana, aunque la producción (aproximadamente 4.5 MBD) estaría enteramente destinada para uso petroquímico (producción de alquilatos y poligasolinas en la zona de Barrancabermeja).

En conclusión, no se esperan incrementos significativos en la oferta doméstica de GLP para los próximos años.

En la actualidad el producto es transportado hasta las plantas de abastecimiento de los Comercializadores Mayoristas a través de una red de propanoductos y poliductos, carro-tanques y existe la posibilidad eventual de transportar hasta 2,500 BD desde Cartagena hasta el interior del país por el río Magdalena (aunque puede ser en épocas en que se reduce el cauce navegable).

Logística primaria

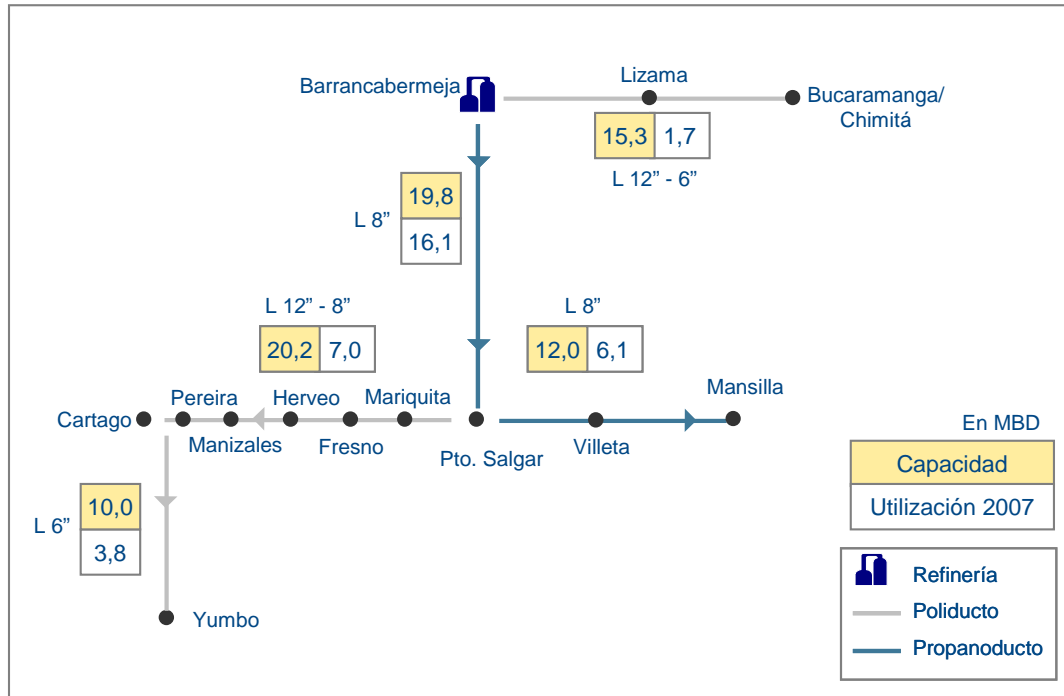


Fuente: ECOPELROL, CREG, Análisis Arthur D. Little

La red de poliductos y propanoductos tiene como punto de origen la refinería de Barrancabermeja. La extensión total de la red es de 806 Km, de los cuales 353 son

propanoductos y 453 son poliductos a través de los cuales se envía el GLP en baches con otros productos. El producto es transportado desde allí hacia las terminales de Bucaramanga, Mansilla, Puerto Salgar, Manizales, Pereira, Cártago y Yumbo. En la actualidad no se observan restricciones de capacidad en el sistema

Red de propanoductos y poliductos – Transporte de GLP



Fuente: ECOPETROL, CREG, Análisis Arthur D. Little

El GLP producido en Cartagena es transportado en su totalidad a través de carro-tanques hacia el interior del país (de acuerdo a cifras de la CREG, en 2007 se enviaron por esta vía 600 BD en promedio a Bucaramanga y 600 BD a Medellín, 100 BD fueron enviados a San Andrés y la parte restante se entregó directamente a los Comercializadores Mayoristas en Cartagena).

Si bien hasta 2007 no existieron necesidades de importación significativas de producto, el creciente destino de la producción de ECOPETROL para usos petroquímicos ha generado una necesidad incipiente de importación. Las mismas se realizan a través del puerto de Cartagena, con capacidad para recibir hasta 20 MB (si bien existe infraestructura para recibir buques más grande, las limitaciones están dadas por la capacidad de almacenamiento disponible). Aunque existe la posibilidad de transportar el producto hacia el interior a través del río Magdalena, por el momento la logística se ha realizado casi enteramente a través de transporte terrestre.

En una situación de emergencia (Ej.: parada imprevista de Barrancabermeja) el abastecimiento de GLP al interior del país sería el más comprometido dada las deficiencias en infraestructura de transporte. En un escenario de este tipo, el país podría importar hasta 20 MB cada 3 o 4 días, y al no existir poliductos que conecten el puerto de importación con el interior del país, la logística debería realizarse enteramente a través de transportes fluviales (entre 1 y 2.5 MBD, con un tiempo de transporte de entre 4 y 5 días hasta Barrancabermeja) o a través de carrotanques (1 día de transporte). Dicha logística luce insuficiente teniendo en cuenta que el consumo agregado de las regiones Centro, Suroccidente y Suroriente del país es del orden de los 18 MBD.

Independientemente de estas restricciones físicas, el actual esquema de precios regulados implica un riesgo cierto al abastecimiento a través de importaciones. Si bien en la actualidad ECOPETROL ha realizado las importaciones necesarias para abastecer al mercado en una situación de creciente demanda por parte del sector petroquímico, la empresa no cuenta con la obligación de abastecimiento y esta situación podría interrumpirse en caso de considerarse que el precio no remunera el costo real de importación. Aún más difícil resultaría la importación por parte de otros agentes (pese a que no existen restricciones regulatorias) ya que no disponen de infraestructura propia y deberían hacerlo a través de instalaciones propiedad de ECOPETROL.

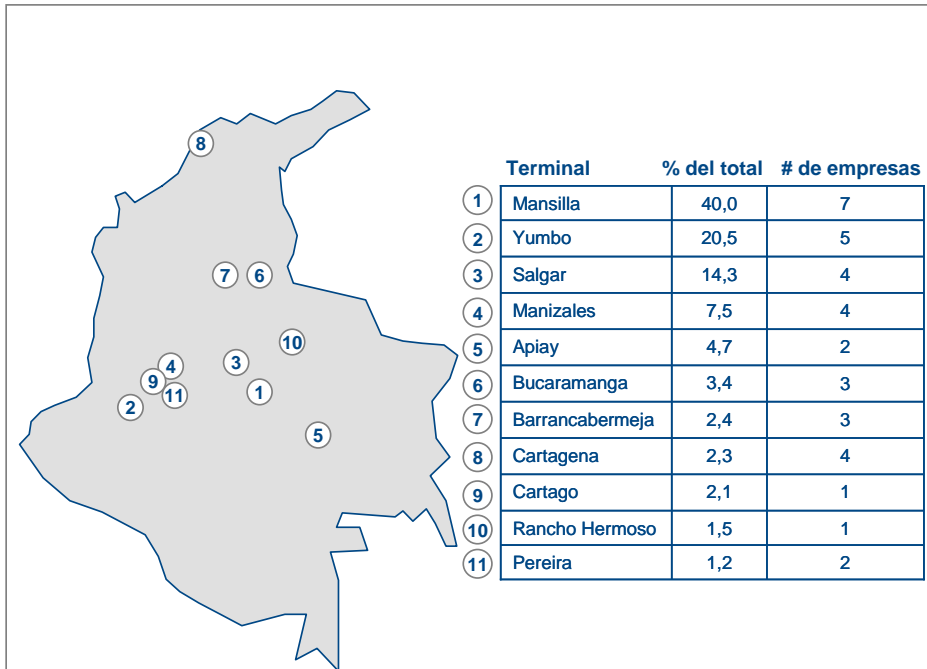
B. Comercializador Mayorista

El segmento de Comercialización Mayorista está conformado por 26 empresas en la actualidad, reduciéndose desde las existentes 35 en 2003. Es esperable que esta tendencia se mantenga o acentúe en el corto-mediano plazo tras el cambio regulatorio recientemente introducido.

Los Comercializadores Mayoristas reciben el producto directamente de ECOPETROL, y lo almacenan en sus terminales, desde donde lo despachan a los Distribuidores. La capacidad de almacenamiento de este segmento asciende a 242,3 MB, en plantas repartidas entre 12 localizaciones.

La capacidad conjunta de almacenamiento (sumando la capacidad de los Comercializadores Mayoristas más los 30,2 MB que dispone ECOPETROL), la capacidad conjunta de almacenamiento mayorista asciende a 272,5 MB, lo cual, tomando como referencia el consumo de 2007 equivale a una capacidad de almacenamiento de 13 días a nivel país. Los niveles de inventarios mantenidos sin embargo se ubicarían en alrededor de 8 días.

Ventas por terminal



Fuente: CREG, Análisis Arthur D. Little

Las ventas por terminal muestran que en 2007 un 40% del GLP fue despachado desde Mansilla, un 21% desde Yumbo y un 14% desde Puerto Salgar. Por empresas, un 62% de las ventas están concentradas en seis (6) empresas.

A diferencia de lo que ocurre en el sector de combustibles líquidos, en este segmento se presentan algunas deficiencias en las condiciones de seguridad de las plantas, lo cual conlleva un riesgo de desabastecimiento en caso de producirse alguna situación de emergencia.

C. Distribuidor

Siguiendo una tendencia similar a la observada en el segmento de Comercialización Mayorista, el número de empresas distribuidoras se ha reducido significativamente en los últimos años, ascendiendo en la actualidad a 110 (vs. 155 en 1996). La elevada atomización en las ventas, explica en parte la alta informalidad del sector.

De acuerdo a cifras de la CREG, a fines de 2007 existían en el país 149 plantas de envasado. Aunque no se disponen cifras al respecto, se estima que existe una importante capacidad instalada ociosa (que se ubicaría entre un 19 y 30%⁷)

Las ventas en cilindros representaron en 2007 un 83% del total (en envases de 10, 20, 30, 40, 80 y 100 libras), mientras que el 17% restante correspondió a ventas a granel.

El principal impacto de los altos niveles de informalidad sobre el abastecimiento está dado por el deterioro en las condiciones de seguridad de los cilindros. Con el nuevo esquema regulatorio, en particular el esquema de marcación, es esperable que en mediano plazo la situación se normalice.

⁷ “Regulación y competencia en la distribución de GLP: Diagnóstico y propuestas”, Santiago Urbitzondo, 2007

VII.C. Marco regulatorio

A. *Políticas orientadas a la confiabilidad de la oferta de GLP*

El PEN 2006-2025 establece, como un objetivo principal de política, asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo. Para el GLP señala las siguientes estrategias y acciones:

- Caracterizar la oferta del GLP incluyendo los aportes de los nuevos proyectos de producción.
- Estudiar y definir proyectos de la utilización de GLP de refinería con orientación hacia el sector petroquímico.
- Desarrollar un programa para consolidar el uso de GLP como energético en la periferia de las ciudades, en las cabeceras municipales que no cuentan con el servicio de gas natural y en las áreas rurales.
- Adelantar un estudio donde se identifique el esquema de mercado que permita alcanzar los mayores niveles de cobertura y calidad del servicio.
- Definir el marco regulatorio e institucional que haga viable el desarrollo del sector del GLP, para lo cual se deberán tener en cuenta temas institucionales, de comportamiento de los agentes y tarifas.

Como se puede observar, en el campo del GLP el énfasis está centrado principalmente en avanzar hacia un esquema regulatorio e institucional basado en un enfoque de mercado, que facilite el desarrollo del sector y permita alcanzar mayores niveles de cobertura y de calidad del servicio. En esta dirección se dispuso en la Ley 1151 de 2007 que la CREG debería adoptar un esquema de responsabilidad de marca en cilindros de propiedad de los distribuidores, que haga posible identificar el prestador del servicio público de GLP, el cual deberá responder por la calidad y seguridad del combustible. En desarrollo de esta disposición, la CREG expidió la normatividad a que se hace referencia adelante.

Otro aspecto a destacar de estas líneas directrices es que parecen estar enmarcadas en el contexto de un mercado superavitario de GLP como era la situación hasta hace algunos años, aunque como se mencionó anteriormente en el documento esta situación se ha revertido recientemente.

B. *Organización Institucional*

El ordenamiento institucional que existía anteriormente, fue modificado recientemente a partir de la Ley 1151 de 2007 y de las nuevas resoluciones de la CREG, en el sentido que desaparece el esquema administrado de mantenimiento y reposición del parque universal de cilindros, se introducen modificaciones en la definición de agentes participantes en la cadena y se desregula la actividad de almacenamiento. Algunas de

estas resoluciones, como las relacionadas con el transporte por propanoductos y el Reglamento de Comercialización Mayorista se encuentran aún en consulta.

La tabla siguiente presenta las instituciones, agentes y principales roles relacionados con el abastecimiento de gas licuado de petróleo en las diferentes etapas de la cadena, en su utilización como combustible para servicio público domiciliario.

Cadena de GLP – Organización Institucional

| CADENA DE DISTRIBUCIÓN DEL GLP | |
|--------------------------------|---|
| ENTIDAD / AGENTE | ROL |
| CONGRESO | Establece el Régimen de servicios públicos domiciliarios. Ordena el sistema de marcación de cilindros |
| MME | Fija políticas y adopta planes. Fija las normas técnicas. |
| CREG | Asegurar, mediante la regulación, la disponibilidad de una oferta energética eficiente. Regula la cadena del GLP desde la comercialización en precios, márgenes, calidad y aspectos comerciales y de contratos. |
| SSPD | Vigila y controla que se cumpla con la regulación en cuanto a las empresas reguladas por la CREG. |
| UPME | Elabora planes del sector energético y los somete a aprobación del MME. |
| PRODUCTOR | Produce GLP. No se encuentra contemplado por la regulación de la CREG. El único productor en el país actualmente es ECOPETROL. |
| COMERCIALIZADOR MAYORISTA | Empresa cuya actividad es la comercialización mayorista de GLP, producido y/o importado directamente o por terceros, a distribuidores de GLP, otros comercializadores mayoristas de GLP y usuarios no regulados. |
| COMERCIALIZADOR MINORISTA | Entrega GLP en cilindros en el domicilio del usuario final o en expendios |
| DISTRIBUIDOR | Compra GLP en el mercado mayorista, transporta desde los puntos de entrega directa del producto o los puntos de salida del sistema de transporte hasta las plantas de envasado, envasa cilindros marcados y opera la planta de envasado. |
| ALMACENADOR | Persona que ejecuta la actividad de almacenamiento en la cadena de GLP. |
| COMITÉ DE SEGURIDAD DEL GLP | GLP presidido por la SSPD del cual forman parte el MME, la CREG, la SIC, Icontec, del Consejo de Normas y Calidades, un representante por cada una de las agremiaciones de los distribuidores, otro de los comercializadores mayoristas y otro de los fabricantes de cilindros. |

Fuente: CREG, Análisis Arthur D. Little

Como se mencionó anteriormente, además de los cambios introducidos en relación a la definición de los distintos agentes participantes, el principal cambio introducido es el de migrar desde el esquema actual de parque universal de cilindros hacia un esquema de marca. De esta forma, mientras que hasta la actualidad los cilindros no estaban identificados y eran propiedad de los usuarios, y no existían restricciones en cuanto al envasado, tras el cambio introducido los cilindros pasarán a ser propiedad del Distribuidor⁸, quien deberá marcar los cilindros y será responsable por el mantenimiento de los mismos en condiciones de seguridad.

Dicho esquema entrará en vigencia a partir de 2011; para el período hasta diciembre de 2010, la CREG definió un esquema transitorio.⁹

Otro cambio significativo está relacionado con el precio del GLP reconocido a los comercializadores mayoristas, sobre el cual ha existido controversia entre autoridades y agentes por sus posibles implicaciones en el abastecimiento como combustible de uso domiciliario.

Por otra parte, se desregula la actividad de almacenamiento que hasta el momento recaía en los Comercializadores Mayoristas (según la denominación anterior) y era regulada por la CREG que determinaba ciertos niveles de capacidad de almacenamiento requerido (25% del volumen suministrado mensualmente). El margen para este segmento era bajo el esquema anterior determinado por la CREG.

Del conjunto de entidades y agentes, y de la asignación de funciones se puede concluir lo siguiente con relación a la seguridad del abastecimiento de GLP:

- La producción, actualmente monopolio de ECOPETROL, puede destinar el producto al uso mejor remunerado. Tanto la producción como la importación con destinos diferentes al servicio público domiciliario, y la exportación del GLP, están por fuera de la regulación de la CREG.
- Corresponde a la CREG, a través de la regulación de los precios, crear las condiciones que permitan el abastecimiento eficiente del GLP a los usuarios finales del servicio público domiciliario.
- Las actividades de producción, transporte por ductos y facilidades de importación se encuentran de hecho integradas en ECOPETROL, si bien se permite el acceso libre a terceros en el transporte por ductos.
- No existen condiciones que faciliten la importación de GLP por parte de terceros diferentes a ECOPETROL.

⁸ Definido en la Resolución 023 de 2008 de la CREG

⁹ Resolución 045 de 2008

C. Mecanismos de formación de precios de suministro al Distribuidor

La nueva metodología de precios de la Resolución 066 de 2007, por la cual se establece la regulación de precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores (modificada por la Resolución 059 de 2008) constituye un cambio de especial importancia desde el punto de vista del abastecimiento, ya que la fórmula anterior tomaba un promedio de 36 meses del precio internacional del propano y butano, lo cual, además de no permitir trasladar al usuario una señal representativa y oportuna del precio del gas en el mercado, en un escenario de altos precios de los hidrocarburos creaba grandes riesgos en la recuperación de los costos de comercialización mayorista, desincentivando la importación en caso de ser necesaria y la potencial participación de otros agentes diferentes a ECOPETROL en esta actividad.

Se determinó como criterio para las ventas del GLP producido en las refinerías de ECOPETROL un precio intermedio entre el de paridad de exportación y el de importación en puerto colombiano¹⁰, con referencia al mercado de Mont Belvieu, con una ponderación del 0.45 para el propano y de 0.55 para el butano. En el caso de Barrancabermeja y Apiay, dicho cálculo incluye una tarifa de transporte por propanoductos desde Pozos Colorados hasta Barrancabermeja. Asimismo permitió que el producto importado por ECOPETROL sea comercializado a un precio igual al costo de importación según registros, más un margen en concepto de comercialización del 8%. El GLP proveniente de fuentes distintas a las refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Apiay, tiene precio libre¹¹. Hasta que la CREG expida el reglamento de comercialización mayorista, el precio de venta podrá ser calculado por ECOPETROL como un promedio entre el precio de venta máximo de refinería y el precio máximo para importaciones, ponderado según los volúmenes efectivamente comercializados de cada fuente.

La Resolución 066 de 2007 fue recurrida por ECOPETROL. En términos generales, ECOPETROL argumenta que la actual metodología de cálculo de precios para sus ventas puede conducir a desabastecimientos en la demanda regulada, considerando que es insuficiente en relación al uso alternativo para uso petroquímico y que el margen del 8% (reconocido en casos de importación) es insuficiente para compensar el desarrollo requerido en la infraestructura.

ECOPETROL propone migrar hacia un esquema de subastas, que permitan la formación del precio de acuerdo con las condiciones particulares del mercado, y frente a las cuales, la demanda actual pueda competir frente a otros segmentos de demanda, que como se afirmó, tienen una mayor disponibilidad de pago por el producto.

¹⁰ Se descuenta del precio internacional los costos regulados de embarque en puerto colombiano y de transporte desde refinería en Colombia al puerto en Colombia, pero no se descuenta el costo de flete desde Mont Belvieu hasta puerto colombiano

¹¹ Eventualmente, una vez que la operación de la refinería de Cartagena pase a manos de Glencore el precio allí producido podría ser comercializado a precio libre

El recurso fue resuelto por la CREG mediante Resolución 016 de 2008 la cual confirmó en todas sus partes la Resolución 066, poniendo de presente las siguientes estipulaciones de la misma:

- Los precios del GLP de origen distinto a los de la Refinería de Barranca, Apiay y Cartagena (mientras que ECOPETROL sea el beneficiario final de la comercialización del GLP de Cartagena) serán determinados libremente.
- La CREG tiene la autonomía de definir si se compite o no por la capacidad instalada de la oferta. De acuerdo con sus análisis (tomando en cuenta la demanda de la industria petroquímica). Consecuentemente, la CREG considera que a señal de precio definida es aplicable al producto de ECOPETROL cuya mejor destinación es la exportación a los mercados internacionales, ya que no es consumida por la petroquímica y que es con el mercado internacional que la demanda doméstica regulada debe competir para obtener el combustible. “De aquí resulta la señal de Paridad de Exportación.”
- La Resolución 066 prevé la migración del precio hacia señal de paridad importación en la medida que ECOPETROL incorpore más GLP al mercado de la petroquímica.
- *“Las cuentas de balance OO-DD de la CREG, obtenidas de la información disponible, y en buena parte proporcionada por el recurrente, como ya se indicó, muestran que para el período regulatorio durante el cual se aplicará la Resolución CREG 066 de 2007 existe un equilibrio casi justo, con la posibilidad de algunos déficits marginales hacia mediados del período tarifario, los cuales dependen especialmente del comportamiento de la demanda. Existe oferta nacional potencial de corto plazo con capacidad de cubrir esos posibles déficits y de generar excedentes.”*

En relación a este tema, es claro que los cambios en el rol empresario de ECOPETROL junto con su estrategia de crecimiento en el sector petroquímico introducen un cambio estructural en el mercado que ha exigido una revisión general del esquema de formación de precios. Aunque se considera cuestionable que el precio del GLP para uso combustible deba competir en términos favorables con el destinado a uso petroquímico, en el contexto actual resulta conveniente evaluar si efectivamente el esquema de precios de importación, ante las limitaciones en la infraestructura de importación, resulta un escollo para el abastecimiento de las necesidades del país.

D. Acceso a suministros

Como se explicó más arriba, ECOPETROL es propietario del 100% de la infraestructura de transporte por ducto y de importación, mientras que los Comercializadores Mayoristas (definidos de acuerdo al anterior esquema regulatorio) son propietarios de la capacidad de almacenamiento en las distintas plantas de abastecimiento.

Aunque aún resta definir un Reglamento para la actividad de Comercialización Mayorista, la CREG ha reconocido en distintos documentos la necesidad de crear un esquema de acceso abierto a infraestructura, aunque la misma aún no ha sido definida. En el caso de transporte por poliductos, si bien el acceso abierto a la infraestructura está

permitido por la Ley 681/01, aún resta una reglamentación clara al respecto, y resta aun la definición para otra infraestructura.

E. Seguridad en el abastecimiento

Bajo el anterior esquema regulatorio, los comercializadores mayoristas debían disponer de una capacidad mínima de almacenamiento de 25% sobre el volumen mensual manejado por ellos. Adicionalmente, para asegurar el abastecimiento, se determinó que las empresas debían mantener como mínimo un inventario promedio del 25% del volumen de GLP manejado en los últimos 15 meses. Esto equivalía a un período de 7-8 días.

La CREG consideró que este mecanismo administrado no resultó adecuado, pues en algunos terminales se pudo resultar sobredimensionando la capacidad mientras en otros resultada insuficiente. De esta forma, se propuso que la responsabilidad por contratar el almacenamiento pasara a estar en cabeza de quien comercializa y transporta el producto en función de las necesidades del mercado.¹²

Por lo tanto, con la desregulación del almacenamiento, se espera que sean los agentes los encargados de optimizar las necesidades de almacenamiento. Se espera que el desarrollo de una adecuada capacidad de almacenamiento funcione como argumento competitivo por parte de las empresas en el contexto de un mercado abierto.

Es importante mencionar, sin embargo, que dicha argumento no ha sido suficiente en el mercado de combustibles líquidos para garantizar que los distribuidores mayoristas mantengan niveles de inventarios acordes con los requeridos (en términos de capacidad nominal). Por otra parte, los incentivos de ECOPETROL de asegurar la continuidad en el suministro de GLP a través de una política de inventarios adecuados podrían ser inferiores que en el caso de combustibles líquidos, teniendo en cuenta que, a diferencia de lo que ocurre en el caso de líquidos, en que la alternativa de exportación resulta menos atractiva desde el punto de vista económico, en el caso de GLP la alternativa (uso petroquímico) puede resultar en un incremento de valor para sus negocios.

La Resolución 066 de 2007 introdujo la definición de contrato firme, como aquellos en los cuales el Comercializador Mayorista se compromete a entregar un volumen diario garantizado de GLP durante un período previamente pactado en el contrato. La Resolución modificatoria 059 de 2008, establece que 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 no existir claridad en cuanto a las características generales de los mismos, existe un riesgo de que esta exigencia no logre cumplir con el efecto deseado en relación a

¹² Documento CREG 008 de febrero de 2007 (soporte de Resolución 013 de 2007).

garantizar la confiabilidad en el suministro, en un contexto de posición monopólica como la que ostenta ECOPETROL en este mercado.

A nivel de comercialización minorista, el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista exige la suscripción de un contrato de envasado con el distribuidor, que tendrá el carácter de exclusividad del comercializador minorista hacia el distribuidor. Dicho contrato debe incluir condiciones comerciales del suministro como cantidad de cilindros a entregar por periodos de tiempo, tarifas, forma y garantías de pago. Adicionalmente, se requiere que el comercializador minorista cuente con un contrato de servicios públicos con condiciones uniformes, en los términos establecidos en la Ley y la regulación.

F. Inventario de normas

Ver Anexo 3

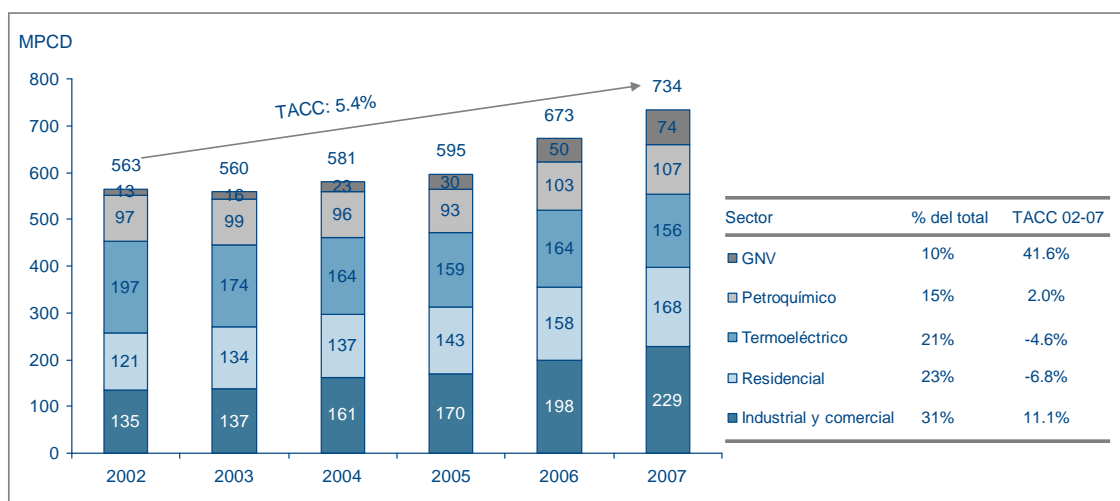
VIII. Gas Natural

VIII.A. Balance proyectado

- Contexto actual

El sector del gas natural en Colombia adquirió un fuerte impulso a partir de la segunda mitad de la década del 90 a través del Plan de masificación del gas motivado reservas significativas en Guajira y en el piedemonte llanero. La construcción de infraestructura de transporte desde la Guajira hasta el interior del país permitió que se extendiera a esa zona del país la penetración que el gas natural ya había logrado en la Costa.

Consumo de gas natural por sector



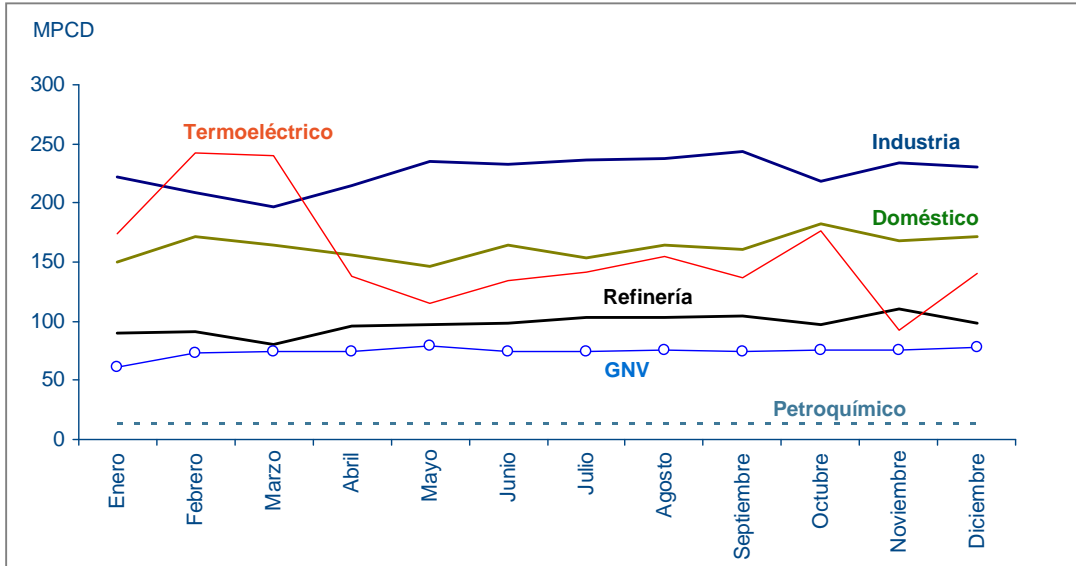
Fuente: Naturgas

En 2007 la demanda de gas en Colombia alcanzó los 734 MPCD, lo cual implicó una tasa de crecimiento anual promedio del 5.4% en el último lustro. El sector industrial y comercial es el de mayor peso en la demanda total, con un 31% del total seguido de los sectores residencial (23%) y termoeléctrico (21%). Sin embargo, el sector de mayor crecimiento en ese período de tiempo fue el del gas natural vehicular (GNV), que creció a una tasa anual promedio del 42%. Se observa también una importante participación de la petroquímica con un 20%, sector cuyo precio del gas se encuentra por fuera de la regulación de la CREG.

Mientras que en la mayoría de los sectores el consumo promedio es relativamente estable a lo largo del año, el sector termoeléctrico muestra una importante volatilidad

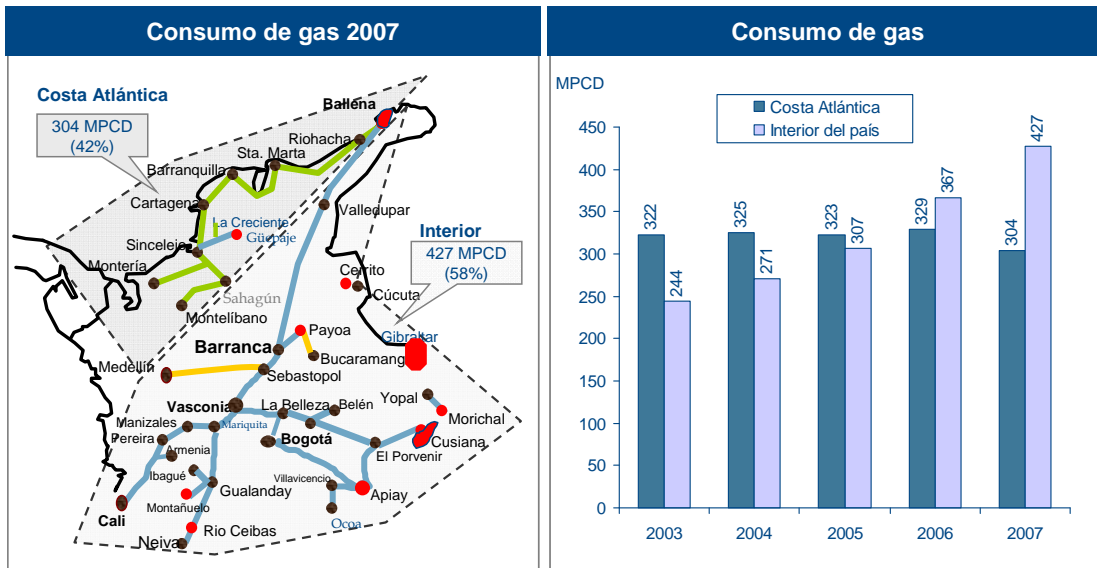
intra anual, con un pico alcanzado en los meses de verano, debido a una reducción estacional en los embalses de las centrales hidroeléctricas.

Consumo mensual por sector (2007)



Fuente: CNO Gas

Consumo por región

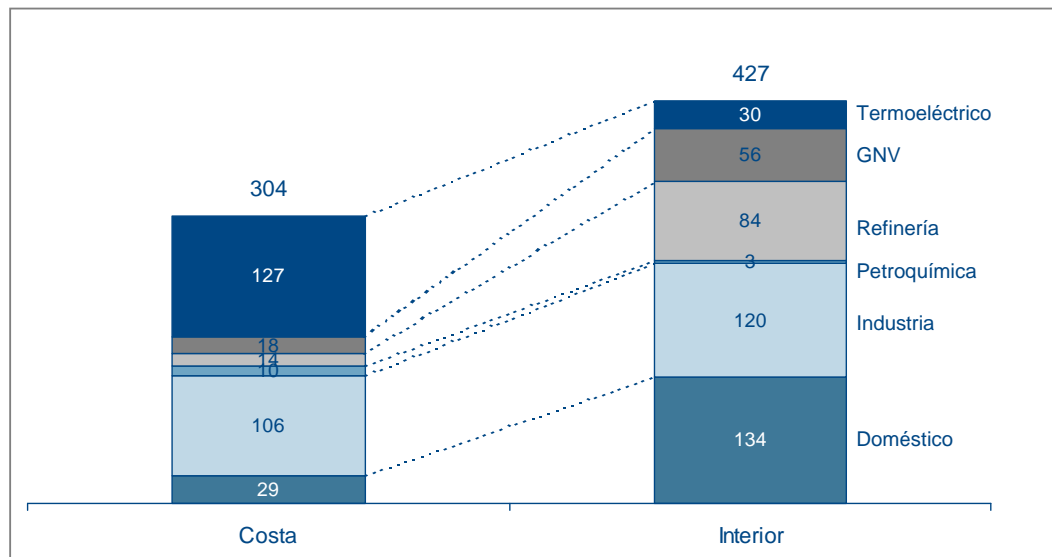


Fuente: ECOPELROL, Naturgas

En términos geográficos, la demanda está claramente segmentada entre la Costa (42% de la demanda total en 2007) y el interior del país (58%). Mientras que en la Costa la demanda se ha mantenido estable, e incluso levemente decreciente en los últimos años, en el interior se ha verificado un incremento continuo dado el mayor consumo en GNV y en gas domiciliario.

La discriminación por consumo sectorial muestra diferencias significativas entre ambas regiones. Así, mientras que en la Costa Atlántica la demanda está fuertemente concentrada en los sectores termoeléctrico (42%) e industrial (35%), en el interior del país el sector residencial es el de mayor peso (44%), seguido del industrial (39%). La demanda del sector termoeléctrico en la costa muestra menor estacionalidad a lo largo del año que en el resto del país.

Consumo por región y sector (2007, MPCD)

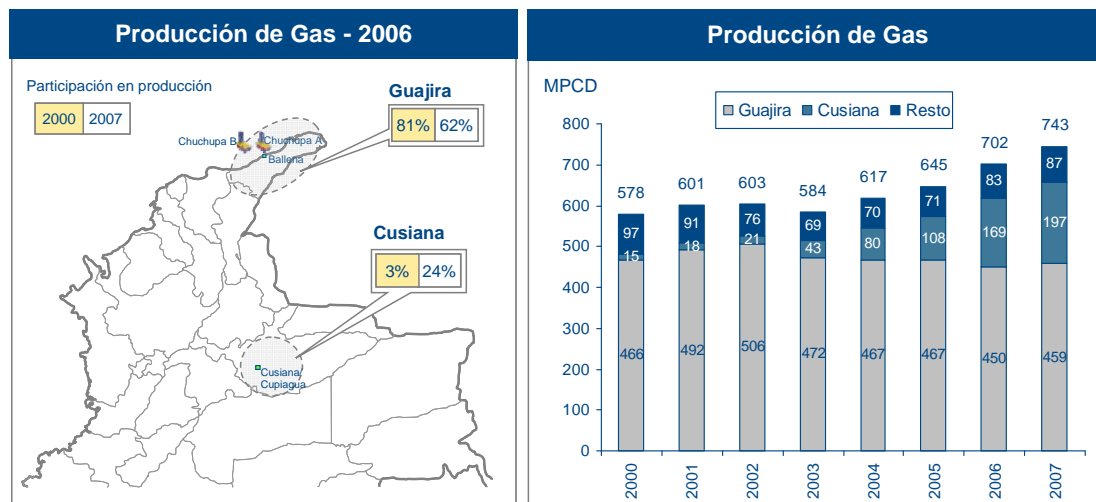


Fuente: CNO Gas

Dentro del sector industrial, el consumo está altamente concentrado en los sectores químico (42%) y cementero (37%), explicando en forma conjunta cerca de un 80% de la demanda total. Esta diferenciación entre los dos mercados establece las bases la determinación de las opciones de sustitución en escenarios de escasez, las necesidades de almacenamiento, e incluso las medidas para incrementar la confiabilidad en el sistema, las cuales serán analizadas en detalle en las etapas posteriores de este estudio.

En 2007 un 62% de la producción en Colombia (459 MPCD) provino de los campos Ballena y Chuchupa, en la Guajira. En los últimos años se ha verificado una declinación en la producción proveniente de esta región, que ha sido más que compensada con un incremento en la producción de gas asociado proveniente de Cusiana, que en 2007 ascendió a 197 MPCD. La producción restante (87 MPCD), fue aportada por campos menores ubicados en el interior del país.

Producción de gas



Fuente: MME

Tras la finalización de la construcción del gasoducto Ballena-Maracaibo, a partir de 2008 Colombia ha iniciado exportaciones de gas natural de la Guajira a Venezuela. Actualmente se transportan entorno a 120 MPCD, cifra superior a los 50 MPCD establecidos por contrato. Los términos del contrato incluyen envíos de 30 MPCD en 2008, 150 MPCD en los años 2009-2010 y 100 MPCD en 2011. A partir de 2012 se revertiría el flujo, con derecho por parte de Colombia de recibir hasta 150 MPCD.

- Perspectivas

A los fines de analizar las perspectivas del mercado a futuro, se tomó como base el análisis realizado en conjunto por la UPME y Naturgas en mayo de 2008. Las proyecciones de demanda y oferta recogen la visión de un significativo número de jugadores del sector.

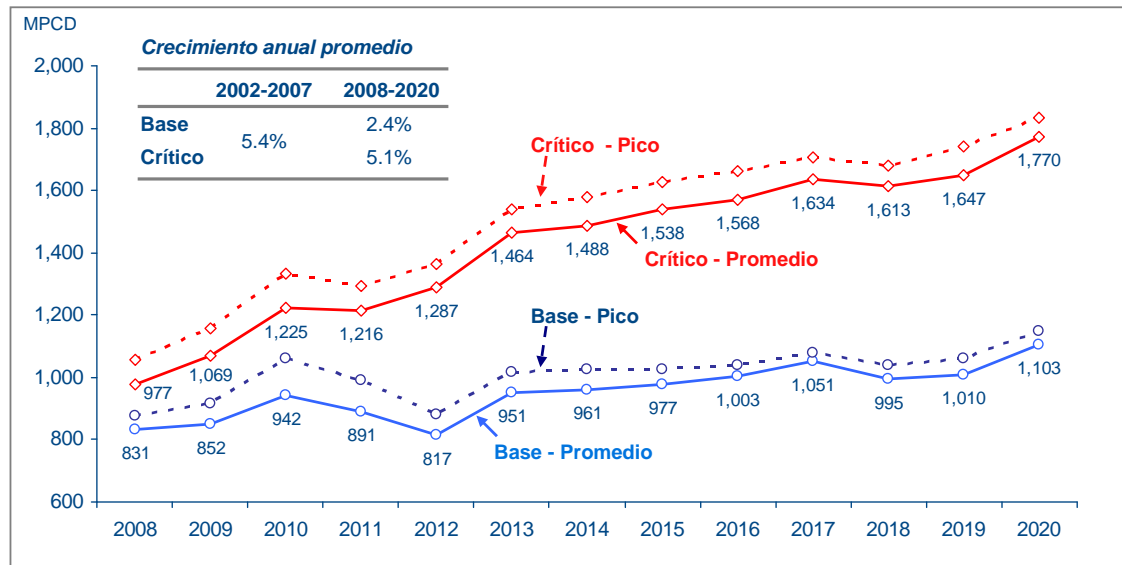
En el estudio se proyectan dos escenarios de demanda, un escenario base y otro crítico con mayor crecimiento proyectado. La principal diferencia entre ambos es el crecimiento asumido en el PIB y el escenario hidrológico.

De esta forma, en el escenario base la demanda alcanza valores de 942 MPCD en 2010 y 977 MPCD en 2015, creciendo a una tasa anual promedio del 2% en el período 2008-2020. En el escenario crítico la demanda alcanza los 1,224 MPCD en 2010 y 1,537 MPCD en 2015, promediando una tasa de crecimiento anual del 5% en el mismo período.

La proyección de oferta incorpora las expectativas de producción de los campos actualmente en explotación (incluyendo los proyectos de ampliación previstos) más la

puesta en producción de los nuevos campos de Gibraltar y La Creciente. La concreción en tiempo de estos proyectos permitiría incrementar la producción potencial total hasta alcanzar un pico de más de 1,200 MPCD a mediados de 2012, declinando a partir de ese año.

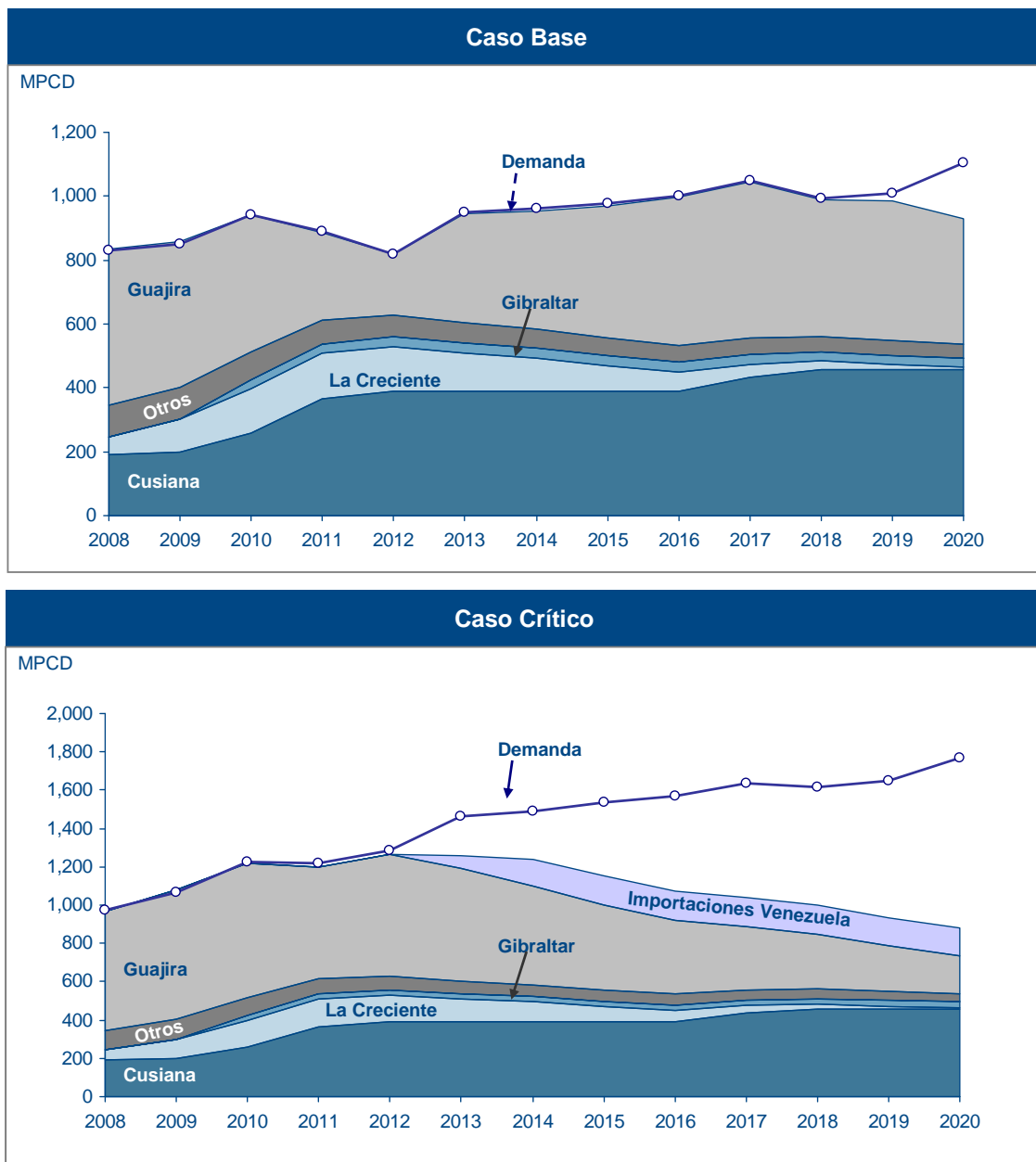
Demanda proyectada de gas



Fuente: Naturgas-UPME

Bajo estas premisas, en el escenario base de demanda no se identifican restricciones de abastecimiento a lo largo del período de análisis (excepto en 2020). A diferencia, en el escenario crítico se presenta un balance negativo a partir del 2013 cuando Colombia tendría un balance negativo promedio anual de 198 mmpcd. En este escenario crítico, la oferta total es estimada teniendo en cuenta la producción doméstica más 150 MPCD provenientes de Venezuela a partir del 2012; así mismo, la demanda se incrementa significativamente dado un alto consumo de Gas Natural Vehicular y un aumento significativo en la demanda del sector térmico. Conforme se observa en las siguientes graficas en este escenario Colombia podría alcanzar un déficit entre 600 y 800 mmpcd en el periodo 2018-2020.

Balance demanda-oferta de gas natural



Fuente: Naturgas-UPME

Actualmente existen serios cuestionamientos respecto a la ejecución en tiempo y forma de los planes de desarrollo del gas en Venezuela a continuación se enumeran algunos temas que podrían retrasar el cumplimiento de los acuerdos en torno a las importaciones de gas proveniente de dicho país:

- Desde hace varios años, el déficit estructural de gas natural se mantiene en cerca de 2.000 MMPCD

- En la industria petrolera hay un cierto consenso en que los mejores expertos y profesionales de alto nivel con los que cuenta PDVSA gas, tienen poca experiencia en el desarrollo de campos off-shore de gas natural
- Aunque recientemente PDVSA ha comenzado a perforar su primer pozo costa afuera de gas natural en el Proyecto Mariscal Sucre; los proyectos de la Plataforma Delta Caribe y Mariscal Sucre llevan una década de planificación, con numerosas modificaciones y aún sin resultados
- Según último anuncio de PDVSA Gas, aunque el Proyecto de Licuefacción en Mariscal Sucre estaba anunciado en el Plan Estratégico para 2010, difícilmente tenga instalados sus dos trenes de licuefacción antes de 2014.
- El riesgo a que la nueva ley orgánica de hidrocarburos que plantea una participación del 60% del estado en la producción de petróleo crudo, pudiera extenderse a los negocios privados del gas natural; ha paralizado gran parte de las inversiones privadas
- Incertidumbre en la negociación de porcentajes de producción destinado para el mercado interno y la exportación
- El estudio de planes alternativos y el acercamiento del Gobierno de Venezuela con las autoridades de Trinidad y Tobago para procesar parte de la producción off-shore en instalaciones localizadas en dicho país, han reducido el atractivo del Proyecto CIGMA y el desarrollo de los gasoductos de transporte

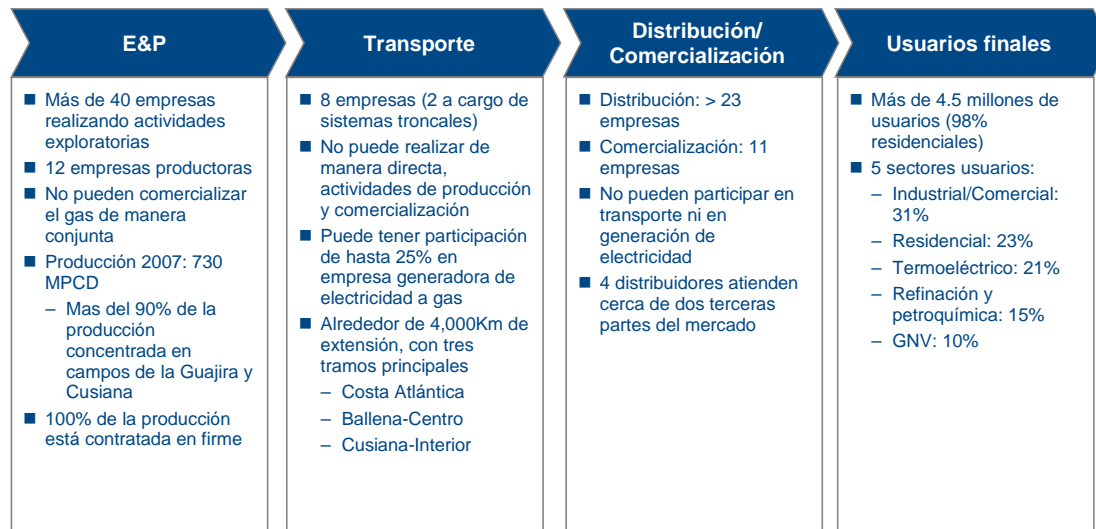
Finalmente aunque en ambos escenarios se presenta un balance adecuado hasta el año 2010-2010, sin embargo la insuficiencia en la oferta de gas natural en el mediano y largo plazo, bajo un supuesto de crecimiento dinámico de la demanda de gas, sugiere que se adopten con prontitud políticas encaminadas a facilitar que exista en el futuro la oferta necesaria que la demanda esté dispuesta a pagar, tema que será desarrollado en las etapas siguientes del presente estudio.

VIII.B. Estructura de mercado

La cadena del gas natural está integrada por tres eslabones principales: las actividades de exploración y producción, comercialización y transporte. En cada uno de estos eslabones están concentradas un número de jugadores relativamente bajo, destacándose la participación de ECOPETROL, Chevron-Texaco y BP en la primera, y Promigas y Transportadora de Gas del Interior (TGI) en la segunda.

Desde el punto de vista regulatorio, la actividad de exploración/producción es regulada por la ANH. Sin embargo las actividades de producción/comercialización del gas son reguladas dependiendo el uso final del mismo. De esta forma, cuando el gas es usado como combustible para consumo interno es regulada por la CREG, cuando el gas es destinado al uso como materia prima lo regula la ANH y si es destinado a exportación lo regula el MME.

Resumen de la Cadena de Valor de Gas Natural

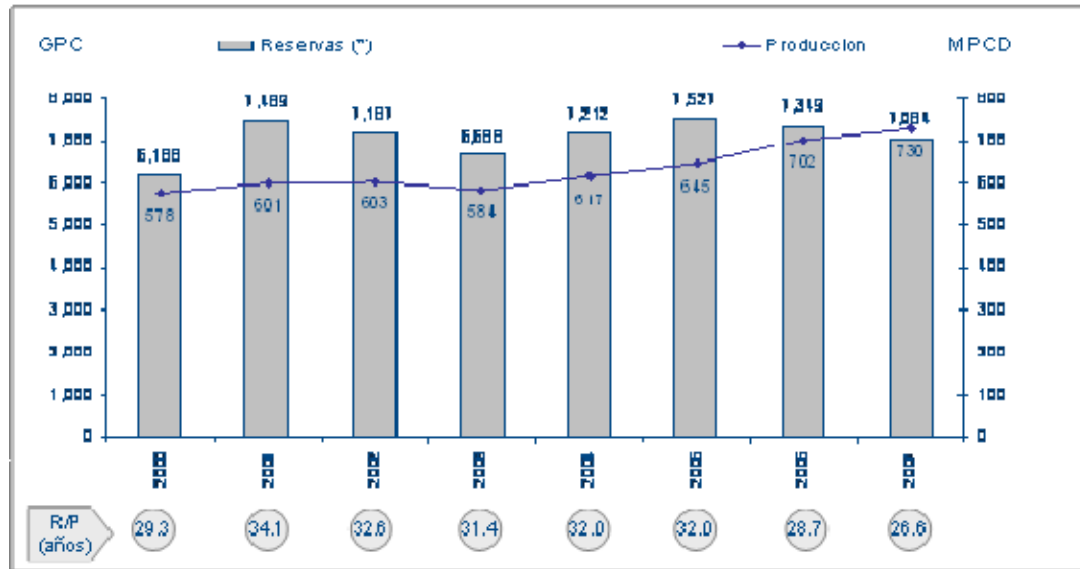


Fuente: Análisis Arthur D. Little

A. Exploración, Producción

El potencial de hidrocarburos en Colombia está distribuido entre 18 cuencas sedimentarias, aunque la producción actual está concentrada en sólo 5 de ellas. Las reservas probadas ascendían a fines de 2006 a 4,342 GPC equivalentes a 17 años de producción. De acuerdo a información de la ANH, las reservas probadas más las no probadas ascendían a 7,084 GPC en 2007, lo que arroja un ratio de reservas/producción de 26.6 años.

Reservas y producción de gas



Ⓢ Incluye reservas probadas, no probadas y proyección para el consumo en operación

Fuente: ANH

Como resultado de la intensa actividad de promoción desarrollada por la ANH a partir de 2004, junto con unos términos contractuales competitivos, la actividad exploratoria se ha incrementado significativamente. Sin embargo, durante los últimos dos años la falta de descubrimientos implicó que la reposición de reservas fuera nula. De los bloques otorgados para exploración, Tayrona es el que presenta mayores expectativas desde el punto de vista prospectivo, con reservas potenciales estimadas entre 3 y 5 TCF.

Incorporación neta de reservas

| Año | Producción (Gpc) | Incorporación (Gpc) | Neto (Gpc) |
|------|------------------|---------------------|------------|
| 2000 | -210 | -243 | -453 |
| 2001 | -218 | 563 | 345 |
| 2002 | -220 | -40 | -260 |
| 2003 | -211 | -113 | -324 |
| 2004 | -219 | 364 | 145 |
| 2005 | -236 | 552 | 316 |
| 2006 | -248 | 8 | -240 |
| 2007 | -104 | 0 | -104 |

Fuente: ANH

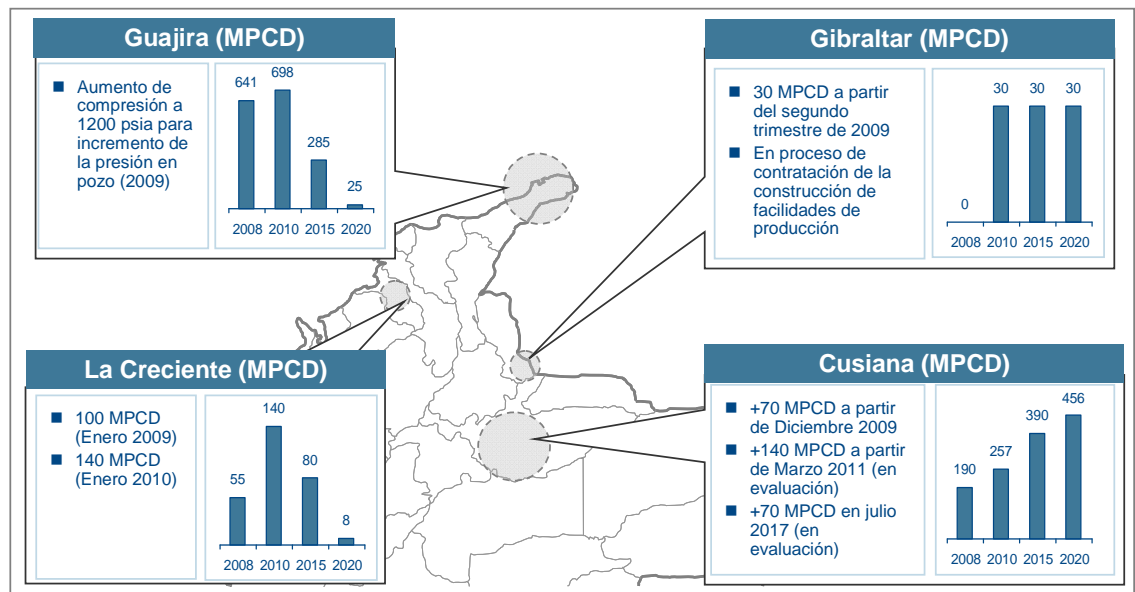
Aproximadamente un 86% de la producción está concentrada en la Guajira y Cusiana. Los campos de la Guajira (Chuchupa y Ballena), operados por el consorcio ECOPETROL-Chevron produjeron en 2007 459 MPCD, equivalentes a 62% de la

producción total. La producción de Cusiana (operado por el consorcio ECOPETROL-BP) ha ido en aumento en los últimos años, alcanzando los 197 MPCD en 2007 (24% de la producción total).

La concreción en tiempo de los proyectos de aumento de producción permitirá incrementar la producción de gas en los próximos años. Los proyectos incluyen:

- Guajira: aumento de compresión en el campo Chuchupa, que permitirá frenar y revertir por algunos años la declinación que viene mostrando, alcanzando un pico de 698 MPCD a fines de 2011.
- Cusiana: incremento escalonado en la producción, de 70 MPCD a partir de fines de 2009, 140 MPCD desde el primer trimestre de 2011 y 70 MPCD adicionales a partir de 2017.
- Gibraltar: incorporación de 30 MPCD a partir del segundo trimestre de 2009
- La Creciente: se estima la incorporación de 100 MPCD a partir de enero de 2009, incrementándose a 140 MPCD a partir de principio de 2010

Proyectos de aumento de producción



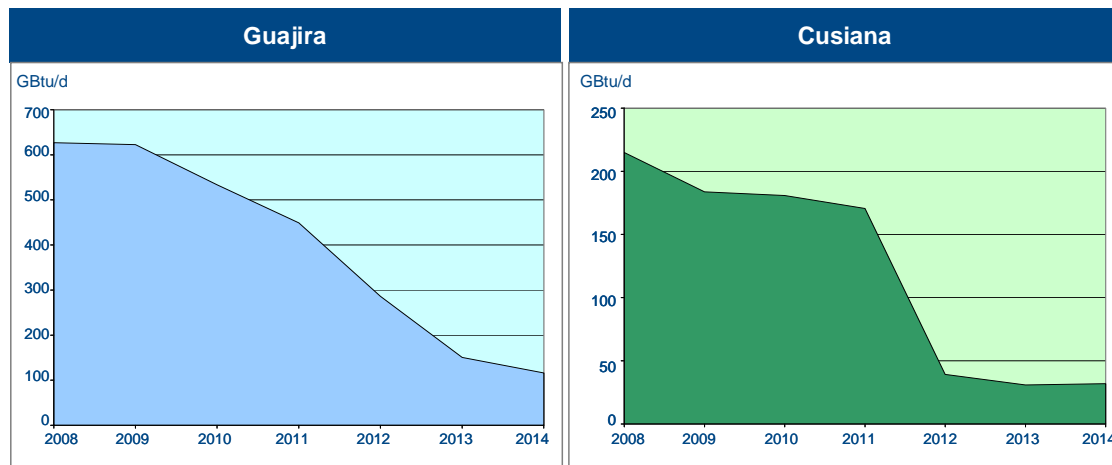
Fuente: Análisis Arthur D. Little

Adicionalmente, más allá de los campos en desarrollo y la importación de Venezuela, aún no se han identificado proyectos serios de alternativas de importación para cubrir un eventual déficit en el mediano plazo, como podrían ser las plantas regasificación.

El 100% de la producción se encuentra contratada en firme, principalmente por los sectores de generación termoeléctrica y distribución, aunque existe un volumen significativo de gas provisto en forma interrumpible debido a la subutilización por parte

de dichos sectores de gran parte del volumen contratado en firme. La mayor parte de los contratos en firme finalizan en 2011-2012. En la mayoría de los casos el volumen comprometido a ser adquirido por los remitentes en este tipo de contratos es del 70% del gas total contratado, aunque en algunos casos (principalmente térmicas del interior) es del 25%.

Contratación de gas en firme



Fuente: ECOPETROL

Además de los productores/comercializadores, en el mercado pueden actuar comercializadores que no producen gas como Energía Eficiente /E2) e Isagen (que es también es generador de energía).

B. Transporte

El gas es transportado desde las zonas de producción hacia los centros de consumo a través de dos subsistemas de gasoductos principales: uno de ellos abastece la demanda de la Costa y el otro al Interior del país.

El sistema de la Costa Atlántica, el primero de los sistemas desarrollados, es propiedad de la empresa Promigas, y transporta el gas producido en la Guajira y otros campos de la región hacia los departamentos de la Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre y Córdoba. En su tramo troncal tiene una capacidad nominal de transporte de 517 MPCD, contratada al 100% en firme, principalmente por generadores térmicos, usuarios industriales y el sector residencial. En 2007 se transportaron en promedio 310 MPCD (utilización del 60% de la capacidad instalada), y en el período enero-junio 2008 el volumen promedio transportado fue de 262 MPCD (51%).

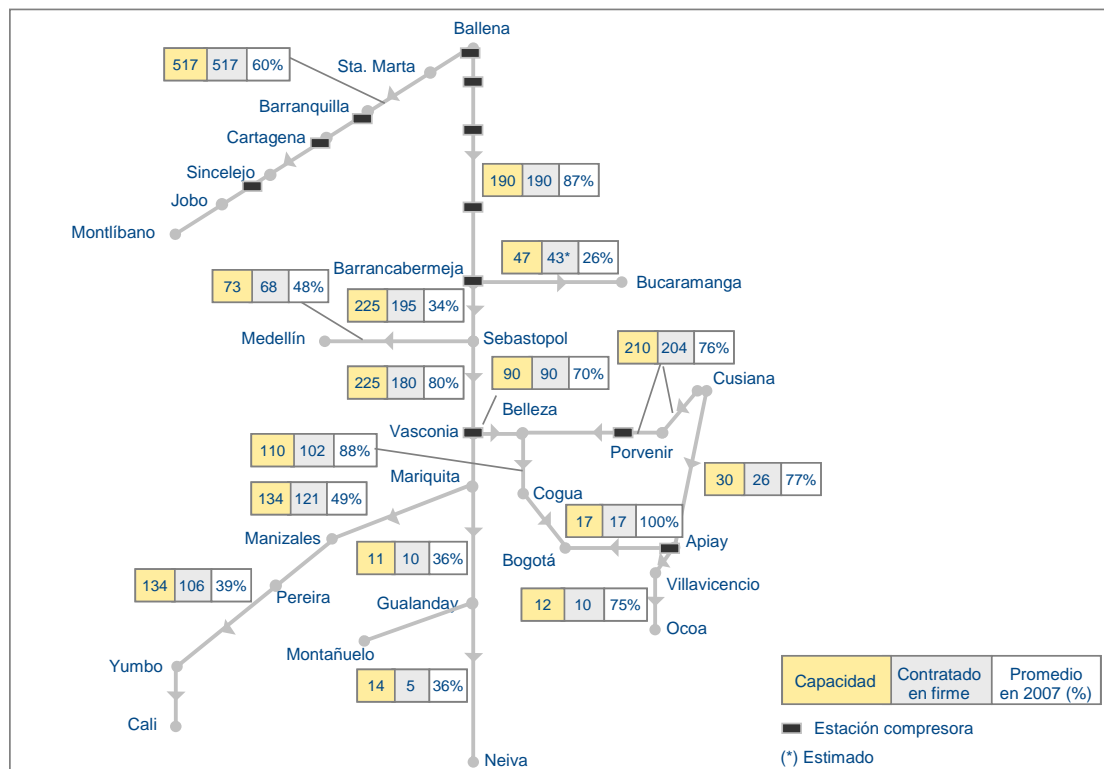
El otro sistema principal es propiedad de TGI, y transporta parte del gas producido en la Guajira y el gas de Cusiana hacia los centros de consumo en el interior del país. Los dos

tramos principales son Ballena-Barrancabermeja, con capacidad nominal de 190 MPCD y Cusiana-La Belleza, con capacidad de 210 MPCD. En ambos tramos el 100% de la capacidad se encuentra contratada en firme, y en 2007 la utilización promedio fue del 87% para el tramo Ballena-Barrancabermeja y 81% para el tramo Cusiana-La Belleza.

Los otros dos tramos principales son los que conectan las ciudades de Bucaramanga y Medellín. El primero (propiedad de la empresa Transoriente) transporta gas de la Guajira desde Barrancabermeja y volúmenes menores de los campos Payoya y Provincia, y tiene una capacidad de 47 MPCD. Más del 90% de la capacidad de este gasoducto está contratada en firme, aunque en 2007 la utilización promedio fue del 25%.

El gasoducto Sebastopol-Medellín (propiedad de la empresa Transmetano) transporta gas desde la estación de sebastopol y su capacidad nominal es de 72.5 MPCD, de los cuales 68 MPCD están contratados en firme. En 2007 el ducto tuvo una utilización promedio del 48%.

Sistema de transporte de gas



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Como se observa, los tramos más comprometidos en términos de capacidad son los dos troncales Ballena-Barrancabermeja y Cusiana-La Belleza, no sólo por la elevada utilización que se tiene en la actualidad (que se ve agravada en momentos de altos

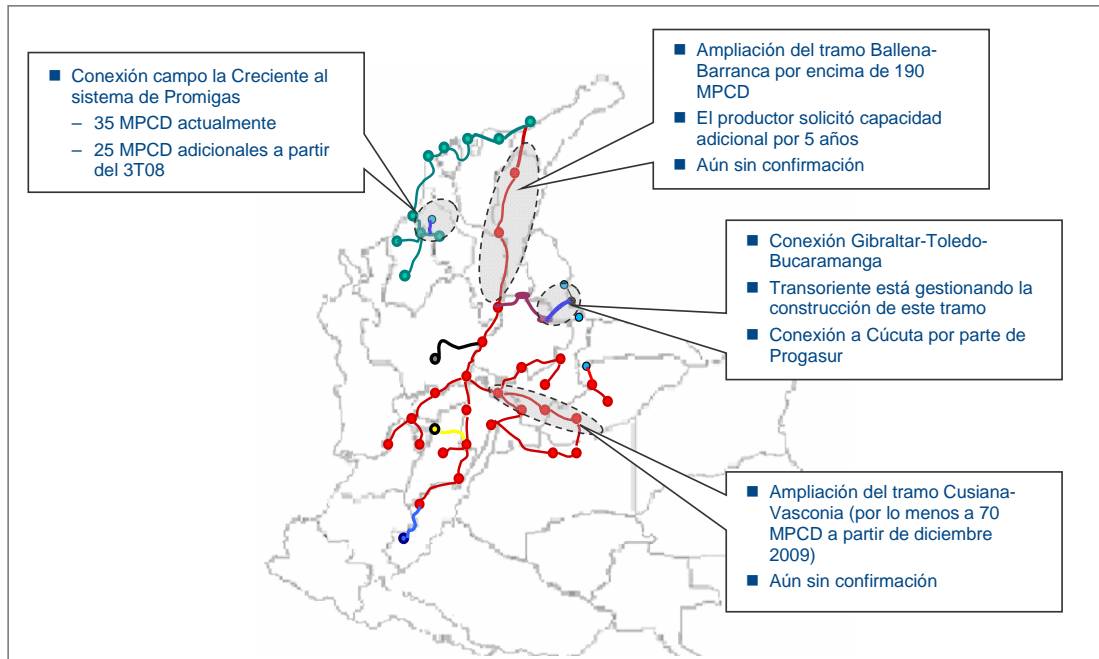
despachos térmicos), sino además porque están previstos incrementos en la producción en ambos campos productores en el corto-mediano plazo. En particular, en el tramo Ballena-Barrancabermeja, la capacidad es insuficiente para transportar el gas contratado en firme a los productores-comercializadores.

Los niveles de confiabilidad están condicionados por el hecho de ser un sistema radial, sin redundancias que permitan rutas alternativas en situaciones de emergencia. Dadas la topología de Colombia, varios tramos presentan riesgos de ser afectados por movimientos de terreno. Una situación de este tipo provocó la interrupción en el suministro de gas a Bogotá y otros municipios por 48 horas. Se estima que, ante una situación de interrupción en algún punto de suministro, el gas empaquetado en el sistema alcanzaría para el suministro de un día completo con restricciones de demanda.

Las estaciones compresoras ubicadas a lo largo de la traza de los dos sistemas principales de transporte (6 en el sistema de Promigas y 7 en el de TGI) cuentan en general con una unidad en stand-by cada una de forma de garantizar niveles de confiabilidad aceptables.

La ampliación de infraestructura de transporte está regido por el principio de *contract carriage*, es decir, que las mismas se realizan en base a relaciones contractuales de los transportadores con remitentes.

Los proyectos de inversión en capacidad de transporte están asociados en todos los casos a permitir aumentar los volúmenes transportados de campos actualmente en producción o que entrarán en producción en el corto-mediano plazo, y no existen en la actualidad proyectos para incrementar la confiabilidad del sistema mas allá de lo que se visualiza en materia de incrementos en el suministro. En el sistema de transporte del interior la empresa TGI esta estudiando la posibilidad de ampliar la capacidad del tramo Ballena-Barranca a 260 mmpcd realizando principalmente inversiones en el sistema de compresión. Este proyecto se espera que este en línea a comienzos del año 2010. En cuanto a la capacidad Cusiana-Vasconia aun no se ha definido la capacidad adicional pero se esta trabajando en la configuración de compresoras y tramos paralelos (loops) que le den flexibilidad al sistema para satisfacer las necesidades del mercado del interior.



Fuente: Análisis Arthur D. Little

C. Distribución/comercialización y sectores usuarios

Actualmente 23 empresas realizan la actividad de distribución de gas en Colombia. Este segmento atiende principalmente a los usuarios residenciales y comerciales, e incluye también algunos usuarios industriales. Más del 80% de los usuarios son atendidos por cinco empresas.

El total de usuarios atendidos asciende a 4.613.538, de los cuales un 98% son usuarios residenciales, que en 2007 consumieron en promedio 168 MPCD. El esquema de áreas de servicio exclusivo para distribución y de subsidios cruzados entre usuarios de poder adquisitivo medio-alto a aquellos de menores recursos ha permitido una amplia cobertura geográfica y una alta penetración del gas en los sectores de menores recursos, como lo indica el hecho de que a fines de 2007 el 54% de los usuarios residenciales correspondían a usuarios de los estratos 1 y 2 de la población.

Aunque la mayor parte del suministro por parte de distribuidores a los usuarios residenciales está respaldado por contratos en firme, la indisponibilidad de gas para contratar en firme hace que en la actualidad existan algunos casos puntuales en que el suministro se realiza a través de contratos interrumpibles. Actualmente los

¹³ Al finalizar el estudio los proyectos de ampliación de Ballena-Barranca y Cusiana-Vasconia ya estaban aprobados y en marcha

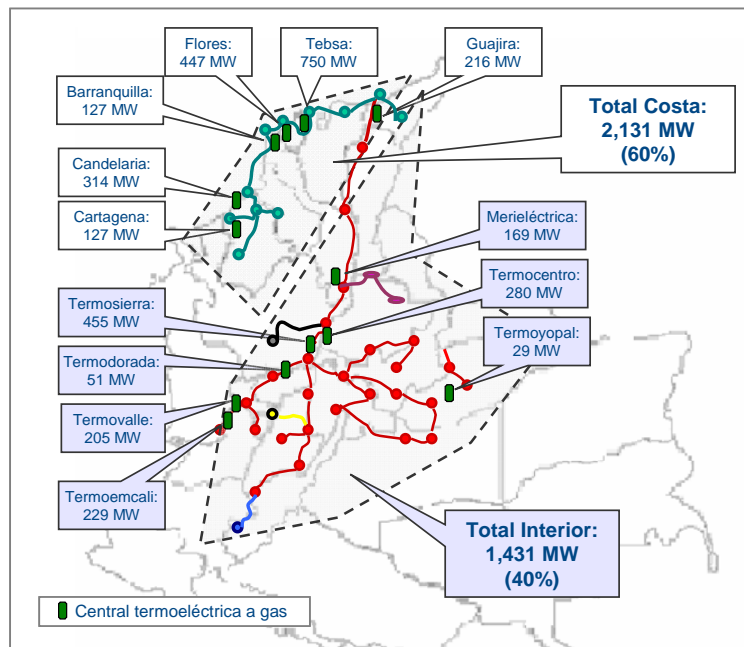
distribuidores/comercializadores enfrentan cierta incertidumbre por la imposibilidad de asegurar la renovación de los contratos de suministro en firme tras su vencimiento (2011-2012). Si bien se trata de un sector con consumo relativamente estable a lo largo del año, los picos durante el día se presentan por la mañana y el mediodía.

Previendo el alto riesgo asociado a la reconexión de los usuarios residenciales y las altas penalidades por situaciones de interrupción del servicio, el sistema de distribución muestra altos niveles de confiabilidad, debido a que la mayoría de las ciudades están cubiertas mediante redes enmalladas. La interrupción en el suministro a estos usuarios por parte de los distribuidores/comercializadores está fuertemente penalizada.

El sector termoeléctrico consumió en promedio 156 MPCD en 2007, alcanzando picos del orden de los 240 MPCD en los meses de febrero y marzo. El mayor consumo por parte de este sector se registró en 1998, en que por cuestiones climáticas se registró un consumo promedio de 304 MPCD. La capacidad efectiva neta instalada del parque de generación a gas es de 3.562 MW, equivalente a un 27% de la capacidad total del país, y un 84% de la capacidad total de generación térmica. Aproximadamente un 60% de la capacidad de generación a gas está concentrado en plantas ubicadas en la costa Atlántica. La conversión se ha dado principalmente por la dificultad en negociar contratos en firme de gas, y en respuesta al incentivo de remuneración del cargo por confiabilidad regulado en la res. creg 071 de 2006.

La generación agregada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ascendió en 2007 a 52.246 GWh, de los cuales 84.1% fue aportado por centrales hidroeléctricas y 13.5% por plantas despachadas centralmente que operan con gas natural.

Centrales térmicas a gas



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Por exigencias regulatorias del sector, para acceder a la remuneración por Cargo por confiabilidad, los generadores térmicos deben disponer de contratos en firme para suministro y transporte de gas. En la actualidad el sector cuenta con 450 GBtu/d de gas contratado en firme, aunque el consumo promedio en el año es bastante inferior a esos valores. La mayor parte de dichos contratos vencen en 2011-2012.

Sin embargo, la capacidad de transporte contratada es inferior al suministro, con un cuello de botella en el tramo Ballena-Barrancabermeja que implica un riesgo de falta de suministro en un escenario de altos despachos térmicos.

Los contratos de suministro comienzan a vencer en 2010, situación que genera cierta incertidumbre ya que hasta el momento no se han comenzado a renovar y, de acuerdo a las simulaciones realizadas por XM, en el escenario medio la demanda proyectada de gas requerida supera los volúmenes contratados remanentes a partir de 2010. Por lo tanto se requeriría la firma de nuevos contratos o la necesidad de generar a partir de combustibles líquidos.

De acuerdo al “Plan de Expansión de Referencia 2008-2022” elaborado por la UPME, los proyectos de inversión para generación con gas ascienden a 1.473 MW, de los cuales 815 MW se incorporarían en la Costa Atlántica y la parte restante en el interior del país. Sin embargo, los resultados de las subastas de Cargo por Confiabilidad para la expansión hasta 2012 no incluyó proyectos de generación a gas, como tampoco la subasta realizada para planta de generación GPPS a ser construidas entre 2014 y 2018 (se asignaron seis proyectos hidroeléctricos). En la primera subasta, se asignó un proyecto de generación con Fuel Oil por 201.6 MW el cual también podría operar con gas.

El consumo total del sector industrial/comercial fue de 229 MPCD en promedio en 2007, presentando un patrón de consumo relativamente estable a lo largo del año, con un pico que se presenta en los meses de septiembre/octubre, por el incremento en la actividad previo a las fiestas navideñas. La mayor parte del suministro a este sector se da bajo contratos del tipo interrumpibles.

Los sectores de refinación y petroquímica consumieron en 2007 un promedio de 107 MPCD, de los cuales prácticamente 98 MPCD correspondieron a las refinerías de Barrancabermeja (84 MPCD) y Cartagena (14 MPCD).

Como se mencionó más arriba el sector de Gas Natural Vehicular (GNV) ha sido el de mayor crecimiento relativo en los últimos años, debido a su menor costo frente a otros combustibles automotores. El parque de vehículos a GNV asciende en la actualidad a 230,000, y existen 360 estaciones de servicio duales en el país. Todo el gas suministrado a este sector se da bajo contratos interrumpibles lo cual, en coyunturas de escasez, ha dado lugar a cortes de suministro en este sector.

VIII.C. Marco Institucional y Regulatorio

A continuación se exponen los aspectos de política, organización institucional, y regulación actual que se consideran relevantes en cuanto a su incidencia en el nivel de riesgo de desabastecimiento del combustible.

A. Políticas orientadas a la confiabilidad de la oferta de gas natural

Como ya se anotó, el PEN señala como primer objetivo principal de política el asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo. En lo relacionado con el gas natural, se resaltan las siguientes estrategias y acciones:

Corto Plazo

- Mantener condiciones atractivas para asegurar inversiones en exploración y producción
- Mejoramiento de la prospectividad geológica en áreas de frontera, mediante el incremento de las inversiones de la ANH en áreas de baja exploración, calentamiento de áreas y los contratos de evaluación técnica.
- Desarrollar mecanismos en el marco contractual de exploración y explotación tendientes a establecer condiciones que aseguren la atención prioritaria de la demanda interna de gas natural.
- Evaluar criterios y mecanismos para el fácil acceso del País a los mercados internacionales del gas natural como GNC o el GNL.
- Realizar un estudio que permita visualizar los efectos que sobre el precio final tendría la importación de gas natural, así como sus implicaciones en los subsectores de generación, transporte, industrial y doméstico.
- Seguimiento de la construcción del gasoducto con Venezuela (actualmente en operación)
- Establecer en forma explícita la prioridad de atención de la demanda nacional de gas natural (fijado mediante artículos 3º. y 4º. del Decreto 2687 de julio de 2008 por el cual se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural¹⁴).
- Determinar criterios de confiabilidad para el suministro de gas natural (el presente estudio contribuye a abordar este objetivo).

¹⁴ Este Decreto se expide después de un proceso público de consulta por parte del MME a todas las partes interesadas.

- Fortalecer el desarrollo de la planeación indicativa en el subsector de hidrocarburos, elaborando un Plan Indicativo de expansión de la infraestructura, propendiendo por un desarrollo energético estable y sostenido.
- Realizar análisis y ejercicios de prospectiva con actualizaciones anuales, a fin de evaluar la efectividad de la capacidad propia para garantizar el abastecimiento pleno y seguro de hidrocarburos, precisando las necesidades de infraestructura para alcanzar un adecuado desarrollo del subsector.
- Identificar situaciones críticas para el abastecimiento y desarrollar los correspondientes planes de contingencia (el presente estudio contribuye a abordar este objetivo).
- Establecer la normatividad de acceso de terceros a la infraestructura de transporte y almacenamiento, así como los criterios para su expansión y remuneración.
- En la actividad de transporte, explorar nuevos modelos regulatorios con el propósito de garantizar la expansión de la infraestructura y disponer de ella cuando la demanda lo requiera.
- Definir esquemas para la verificación del cumplimiento de ejecución de obras frente a los planes quinquenales de inversión de las empresas de distribución de gas.
- Asegurar la disposición oportuna y confiable de información operativa y comercial, de manera que facilite el desarrollo de una planeación indicativa adecuada para la toma de decisiones de los agentes y las instituciones del Estado.

Largo Plazo

- Evaluar y definir criterios y mecanismos para el fácil acceso del País a los mercados internacionales del gas natural como GNC o el GNL.
- Analizar la opción de instalar una planta de regasificación, con el propósito de servir de respaldo en caso de no incorporar nuevas reservas de gas.

Como se puede apreciar, las estrategias y acciones abarcan en forma amplia todos los frentes relacionados con la seguridad del abastecimiento. Por el lado de la oferta, se combina el otorgamiento de condiciones favorables en los contratos E/P y la promoción y asignación de áreas, la atención prioritaria del consumo interno y la evaluación de mecanismos para el acceso al mercado internacional de GNC y LNG.

Ante la posibilidad de insuficiencia en el abastecimiento en el mediano plazo en un escenario de crecimiento importante de la demanda, las acciones orientadas a evaluar y definir los mecanismos que permitan importar gas por vía marítima se convierte en una necesidad urgente (la implementación de este tipo de proyectos requiere de varios años). La decisión, de acuerdo con la asignación de funciones, debería ser adoptada por el Ministerio de Minas en cumplimiento de las funciones sobre el abastecimiento establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010, desde luego, en coordinación con la ANH la CREG y la UPME.

No aparece dentro de las acciones la búsqueda y promoción de mecanismos tendientes a viabilizar un potencial mayor de importaciones desde Venezuela en el largo plazo, considerando que la capacidad del gasoducto de interconexión es de 500 MPCD.

En el campo del desarrollo de infraestructura suficiente y en general, en la definición de criterios de confiabilidad, también se señalan acciones. El desarrollo de estas acciones deberá conducir a la fijación de objetivos precisos de confiabilidad y a su instrumentación a través de los mecanismos que resulten adecuados según el caso.

Igualmente, se propone como estrategia el fortalecimiento de la planeación indicativa y de sistemas de información.

En conclusión, el Gobierno Nacional ha identificado objetivos de política, estrategias y acciones orientadas a asegurar el abastecimiento confiable de gas natural. Sin embargo, el éxito de estas políticas depende de la ejecución oportuna de las acciones antes señaladas y de las respectivas decisiones que activen las inversiones que se requieran. Algunas de las acciones posiblemente requieren de precisión de la agencia responsable de su ejecución debido a que en el Plan no se asignan.

En las etapas siguientes del presente estudio se volverá sobre algunos de estos aspectos (como también sobre lo institucional y regulatorio), con el fin de identificar las recomendaciones pertinentes para avanzar en la ejecución del Plan.

B. Organización Institucional

Una asignación clara de las responsabilidades en el funcionamiento de los eslabones, tanto a las autoridades como a los agentes, es clave para que no se generen ambigüedades en la toma de decisiones que se requieren para asegurar la confiabilidad.

La regulación del gas natural abarca las actividades del upstream (exploración y producción), el downstream (comercialización, transporte y distribución) y transacciones internacionales (exportación e importación) en la cual intervienen el MME, la CREG y la ANH. En lo relacionado con la distribución a usuarios finales como gas combustible se cuenta con el control y supervisión de la SSPD.

La tabla siguiente presenta en forma resumida las instituciones, agentes y principales roles relacionados con el abastecimiento de gas natural en los diferentes segmentos de la cadena.

Cadena del gas natural – Organización Institucional

| ENTIDAD / AGENTE | PRODUCCIÓN | IMPORTACIÓN - EXPORTACIÓN | COMERCIALIZACIÓN | TRANSPORTE | DISTRIBUCIÓN |
|------------------|---|---|---|--|---|
| CONGRESO | Define marco legal de exploración y explotación. | Libera transacciones internacionales | Establece el Régimen de servicios públicos domiciliarios. Fija la competencia para la regulación de precios del gas natural con destino al consumo vehicular. | | |
| MME | Fija políticas y planes de exploración, explotación y transporte de hidrocarburos y adoptar reglamentos | Reglamenta intercambios internacionales. Define criterio de reservas para permitir exportaciones. Define agente importador y exportador | Organizar las licitaciones directamente o a través de contratos, cuando se trate de organizar el transporte, distribución y suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos regulados por Ley 142/94, siempre que la Nación lo considere necesario. | Asegurar que se realicen por medio de empresas las actividades de construcción y operación de gasoductos previo concepto Conpes. | Asigna prioridades de abastecimiento en caso de restricciones del suministro. |
| | En forma privativa, en representación de la Nación, la planificación, asignación, y gestión del uso del gas combustible | | Regula los precios del gas destinado al consumo vehicular. | Expide normas técnicas para la construcción. | |
| ANH | Regula, administra y asigna recursos hidrocarburíferas | | | | |
| | Evalúa el potencial hidrocarburífero | | | | |
| | Adelanta acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional | | | | |
| | | | Fija precio al cual se debe vender del gas natural que se utilice como materia prima en procesos petroquímicos | | |
| CREG | | | Asegurar, mediante la regulación, la disponibilidad de una oferta energética eficiente. | | |

| ENTIDAD / AGENTE | PRODUCCIÓN | IMPORTACIÓN - EXPORTACIÓN | COMERCIALIZACIÓN | TRANSPORTE | DISTRIBUCIÓN |
|--------------------------------|--|--|---|---|---|
| | | | Regula los precios de gas producido en el país y contratos de suministro a consumidores finales domiciliarios. Regula la calidad del gas. | Regula la remuneración de la actividad, tarifas y criterios de calidad y confiabilidad. | |
| UPME | Planear en forma integral e indicativa, coordinada con las entidades del sector, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos, producir y divulgar la información | | | | |
| SSPD | | | Vigila y controla que la prestación del servicio domiciliario se ajuste a la regulación de la CREG. | | |
| PRODUCTOR / COMERCIALIZADOR | | | Productor que vende gas a un agente diferente del asociado. | | |
| COMERCIALIZADOR | | | Agente que compra y vende gas. | | |
| AGENTE IMPORTADOR | | Comercializador o remitente que importa gas al cual, en el punto de entrada del SNT se le aplican las normas de la CREG. | | | |
| AGENTE EXPORTADOR | | Comercializador o remitente que exporta gas | | | |
| TRANSPORTADOR | | Transporta, expande, informa (Boletín Electrónico de Operaciones). Coordina nominaciones de transporte a través de sus respectivos Centros Principales de Control. | | | |
| DISTRIBUIDOR | | | | | Distribuye y comercializa gas. Responde por calidad del servicio. |
| CNO Gas | | | Organismo asesor de la regulación y operación del transporte de gas. Debe funcionar en coordinación con el CND Eléctrico. | | |

Fuente: CREG, Análisis Arthur D. Little

Del conjunto de entidades y agentes, y de la asignación de roles se puede concluir lo siguiente con relación a la seguridad del abastecimiento de gas natural:

i. Responsabilidad del abastecimiento de gas natural para la demanda nacional

El suministro de la demanda nacional puede darse con producción interna (incluyendo el gas asociado al carbón) y con importaciones a través de conexiones internacionales y/o por vía marítima mediante GNC o LNG. Para la creación de las condiciones que aseguren el abastecimiento intervienen, por un lado, la generación de precios atractivos que incentiven la participación de los agentes en las actividades relacionadas con dichas fuentes de suministro, y la definición de esquemas contractuales y técnicos que den seguridad a las relaciones comerciales, incentiven la participación y definan el marco técnico operativo que se requiera (el caso de terminales de importación ha merecido especial atención a nivel internacional particularmente en aspectos de localización).

La responsabilidad del aseguramiento del abastecimiento de gas natural se encuentra segmentada entre el MME, la ANH y la CREG.

La fijación de la política de abastecimiento de gas se encuentra en cabeza del MME. Igualmente, tiene la facultad de definir políticas sobre prioridades en la asignación del gas, tal como lo ha hecho a través del Decreto 2687 de 2008 mediante el cual se señala la prioridad en la atención de la demanda interna y en el Decreto 880 de 2007 para casos de racionamiento físico.

En la regulación de precios para el consumo interno de gas combustible la CREG tiene la facultad de fijar las reglas, mientras que para el gas destinado a materia prima industrial la competencia es de la ANH y en el GNV la tiene el MME. Se trata de una segmentación de funciones que potencialmente podría originar interferencias y distorsiones en el mercado (actualmente estos sectores de mercado tienen precios libres aunque con el Decreto 2687 de 2008 deberán a sujetarse a futuro a los precios que resulten de los mecanismos de asignación establecidos en el mismo y regulados por la CREG).

En cuanto al desarrollo de las actividades de exploración y producción de yacimientos, la ANH tiene las funciones orientadas a la promoción, asignación y administración de las áreas hidrocarburíferas. La combinación de los incentivos dados en los contratos E/P con un esquema de precios de mercado para el gas fijado por la CREG, se supone debería estimular la búsqueda y desarrollo de reservas orientadas al consumo interno, independientemente del atractivo que pudiera tener el mercado de exportación.

Adicionalmente, la ANH tiene la función de adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos, derivados y productos, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al MME en esta materia. Aunque se trata de una función amplia cuyo alcance no ha sido precisado, estaría dejando en

cabeza de la ANH la responsabilidad de definir las medidas que permitan en el mediano y largo plazo el abastecimiento del gas mediante oferta proveniente de importaciones. Tal podría ser el caso de regulación relacionada con plantas de regasificación (el Decreto 2687 de 2008 asigna a la ANH la función de avalar las cantidades requeridas diariamente para el cierre financiero de proyectos de LNG).

Finalmente, a través de los planes indicativos elaborados por la UPME y adoptados por el MME, se debe identificar las necesidades de suministro en el horizonte y se definen las políticas. Esta función ha venido siendo plasmada en el PEN. A partir del Decreto 2687 de 2008, se exige a la UPME la elaboración de un “Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural” el cual debe ser consistente con el Plan Nacional de Desarrollo y con el PEN.

En conclusión, en el aseguramiento del abastecimiento interno convergen responsabilidades asignadas en cabeza del MME (incluida la UPME), la CREG y la ANH. Para que el resultado sea el correspondiente a los objetivos de confiabilidad que se determinen, es necesario que se de una adecuada y efectiva interacción entre estas agencias bajo el liderazgo del MME. En las etapas siguientes del presente estudio se elaborarán recomendaciones en este sentido.

ii. Responsabilidad del suministro de la infraestructura de transporte y distribución

Corresponde a la CREG la responsabilidad de asegurar, a través de las condiciones creadas mediante la regulación de precios y tarifas, que el gas, producido nacionalmente o importado, pueda ser comercializado e inyectado al Sistema Nacional de Transporte y cuente con la infraestructura suficiente para llegar al usuario final con los niveles de confiabilidad que determine.

iii. Organización industrial

El sector cuenta con separación de actividades que permite identificar a los diferentes agentes prestadores del servicio en la cadena de abastecimiento. Sin embargo, aunque en el RUT existe el término de almacenador, este agente no se encuentra definido ni existe en la práctica actualmente con instalaciones independientes del sistema de transporte. Debe profundizarse, desde el punto de vista institucional, si se requiere de normas y/o mecanismos que viabilicen dicha actividad, especialmente en lo relacionado con la utilización de los reservorios naturales aptos para este tipo de almacenamiento. Por ejemplo, no es claro bajo qué tipo de regulación se podrían utilizar domos salinos o acuíferos para almacenamiento del gas.

De otro lado, se observa que no existe un mecanismo formal de coordinación entre los sectores de gas natural y sector eléctrico los cuales se encuentran estrechamente interrelacionados (el Consejo Nacional de Operación de Gas es un organismo asesor sin facultades de coordinación operativa). Lo anterior es igualmente válido para la

coordinación del abastecimiento de las necesidades energéticas de los diferentes sectores de consumo que utilizan combustibles alternos.

C. Participación en la cadena de valor

De acuerdo con la Resolución CREG 071 de 1998 (modificada por las resoluciones 018 de 2002 y 112 de 2007), las principales restricciones en términos de participación en distintos eslabones de la cadena son:

- El transportador no puede realizar actividades de producción, comercialización o distribución
- Los comercializadores y distribuidores no pueden tener participación en transporte ni generación eléctrica
- Los productores y transportadores pueden tener una participación de hasta el 25% en empresas generadoras eléctricas a gas natural
- Las empresas prestadoras de servicios públicos, constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha y además la actividad de comercialización, siempre y cuando tengan establecidos sistemas contables separados para cada actividad

Si bien existen varias empresas desarrollando distintas actividades a lo largo de la cadena, existen casos importantes de integración económica en diversos eslabones, de empresas que se encontraban realizando sus actividades antes de 1994, situación que fue mantenida por la Ley 142 de 1994.

Las limitaciones a la integración vertical entre producción, transporte y distribución, si bien pretenden dar transparencia e incentivar la competencia de la comercialización del gas (situación que en la realidad se ha visto considerablemente limitada por la situación de oligopolio en las fuentes de suministro y el reducido tamaño del mercado), también ha traído como consecuencia cierta suboptimización de la expansión del transporte y de la producción misma debido a la dificultad que se origina en la armonización de los intereses de ambas partes en cuanto a dimensionamiento, tiempos y seguridad financiera de los respectivos proyectos de explotación y transporte. Casos como la ampliación de la capacidad de transporte entre Cusiana – La Belleza y el gasoducto que permite la salida del gas de Gibraltar, son demostrativos de esta situación.

En este sentido, en el sector se ha venido debatiendo hasta dónde dichos límites a la integración económica vertical entre actividades se justifica en las actuales condiciones de desarrollo del mercado de gas colombiano. Sobre este tema se elaborará en la etapa correspondiente a recomendaciones.

D. Mecanismos de formación de precios y tarifas y seguridad del abastecimiento

La regulación incide sobre la disponibilidad de gas natural para consumo interno a través de la señales de precios de suministro (independientemente del origen del suministro), a través de las tarifas de remuneración de la capacidad de transporte requerida para

llevar el producto al usuario final con una confiabilidad determinada y en general, a través del esquema de incentivos que se adopte, de la exigencia de niveles de calidad y confiabilidad y de esquemas de contratación.

Es importante resaltar que, coincidente con la época de presentación del presente Informe de Diagnóstico, se han producido cambios importantes en la regulación que afecta la asignación, contratación y formación de precios del gas natural a través de decretos del MME y resoluciones de la CREG.

En Colombia conviven distintos esquemas de precios en punto de entrada para el gas producido:

- Los precios máximos de 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 de Cusiana es libre si la capacidad de las plantas de tratamiento es mayor a 180 MPCD (situación actual), o en caso contrario es regulado y ajustado semestralmente.
- El precio del gas producido en nuevos descubrimientos es libre (se supone incluido el gas asociado al carbón).
- No existe una referencia explícita a los precios de gas importado. Sin embargo, puede suponerse que serían libres (por asimilación a una fuente nueva de suministro).

Dada su elevada participación en la producción total, el precio del gas de la Guajira ha tenido una alta incidencia en el precio del gas producido en el resto del país, y por estar atado el precio del Fuel Oil, el aumento en el precio internacional de los energéticos se ha trasladado a un incremento en el precio del gas producido internamente. Sin embargo, esta incidencia se irá reduciendo en la medida que la producción de Guajira decline y pierda participación en el mercado.

Sobre la coexistencia de estos dos esquemas de precios se ha planteado por algunos agentes que el precio regulado de Guajira afecta negativamente el abastecimiento de la demanda en el corto y mediano plazo al no permitir que la señal de escasez se manifieste

Considerando únicamente el impacto que esta regulación de precios tiene sobre la explotación de los campos de la Guajira, la construcción e ingreso en operación del gasoducto a Venezuela ofrece un destino alternativo al gas allí producido, o dicho de otra forma, explicita el costo de oportunidad de comercializar el gas internamente. Sin embargo, de acuerdo a lo manifestado por los productores y los términos del acuerdo binacional firmado con Venezuela (en los cuales estaría enmarcado el contrato firmado entre las empresas), la comercialización del gas con ese país sería a precio regulado.

Por lo tanto, en términos generales el efecto de la liberación del precio no crearía incentivos significativos adicionales a los que ya fueron otorgados con la ampliación del contrato de asociación, tal que pueda revertir en una oferta adicional de gas de los campos de la Guajira.

Con respecto al impacto sobre la oferta total de gas, la regulación en el precio ha jugado históricamente un rol moderador sobre el resto de los precios dado el fuerte peso de la

producción de la Guajira sobre el total. Dicho impacto ha ido y continuará disminuyendo, teniendo en cuenta la madurez alcanzada por los campos de Ballena y Chuchupa.

Sin embargo, en el actual contexto de escalamiento de los precios internacionales (y locales) de los combustibles, el cap de precios puede jugar un rol negativo sobre el abastecimiento por las siguientes razones:

- En la medida en que el gas de la Guajira siga teniendo un peso significativo sobre el total producido, un ajuste rezagado en el precio del gas *vis-à-vis* el resto de los hidrocarburos podría en el margen provocar decisiones de limitar o postergar la producción de gas asociado en campos de esta naturaleza.
- Asimismo, puede estar impidiendo que los precios reflejen las señales requeridas de escasez y, por lo tanto generen los ajustes requeridos en la demanda en el contexto actual de estrechez (aún considerando la inelasticidad en algunos sectores, como el residencial, otros sectores como el industrial y de transporte).

Consideramos que la existencia de precios libres, junto a los atractivos términos fiscales y la intensa actividad desarrollada por la ANH para las nuevas áreas ha contribuido favorablemente a promover inversiones en exploración razonables, considerando la percepción de prospectividad de las cuencas colombianas. Sin embargo, los recientes cambios regulatorios introducidos en el decreto 2687 pueden afectar desfavorablemente estas condiciones.

En resumen, se concluye que en el actual contexto, una revisión en el esquema de regulación de precio de la Guajira podría contribuir a descomprimir en cierta forma la estrechez actual tanto por el lado de la oferta como de la demanda. Sin embargo dado que la demanda ha tenido un crecimiento sostenido sería muy probable que liberado el precio este se incrementara generando altos costos para los usuarios sin opciones de sustitución.

Por otra parte, el esquema actual de formación de precios no permite producir una señal de largo plazo que ponga oportunamente en movimiento las acciones e inversiones que se puedan requerir para asegurar el abastecimiento futuro en caso de que la producción interna no sea suficiente. Esta deficiencia ya ha sido detectada por la CREG y está explícita en el documento 089 de 2007. En dicho documento se detalla el posible alcance de un estudio en esa dirección. Se observa que su alcance se limita a la demanda del mercado regulado, limitación que no debería existir, al menos en la etapa de estudio de los mecanismos alternativos de formación de precios, pues la seguridad del abastecimiento compete a todos los sectores de consumo (y por el monto de inversión requerido, que requerirá de un mercado lo suficientemente grande como para justificarse desde el punto de vista económico).

E. Acceso a suministros

La confiabilidad en el suministro del gas depende en buena medida de la firmeza de los contratos que respaldan la relación comercial. Sin embargo, no se puede ignorar que la confiabilidad también guarda relación con la disponibilidad de diversas fuentes de suministro, la posibilidad de que éstas pueden hacer llegar el gas al destinatario (así sea

mediante swaps) y la existencia de redundancia en el sistema. Un mercado poco desarrollado y con pocas fuentes de suministro (tanto internas como externas) es menos confiable que un mercado desarrollado con múltiples fuentes y una red enmallada. En este sentido, las políticas y regulación relacionada con facilitar la disponibilidad de fuentes alternativas de suministro también son fundamentales.

A continuación se examina la regulación relacionada con las fuentes de suministro, la relacionada con la contratación del gas y la relacionada con las exigencias del tipo de contratación por parte del regulador.

i. Regulación de las fuentes de suministro

Contratos de producción.- En el documento CREG 086 de octubre de 2006, la Comisión presentó un análisis de la confiabilidad del suministro que podría exigirse a los productores/comercializadores de gas. Por un lado, se concluye que existen los mecanismos legales para evitar que un productor/comercializador se niegue a abastecer injustificadamente la demanda del servicio público domiciliario de gas. Por otro lado, se analizan las disposiciones de los contratos de asociación y concesión en cuanto a la continuidad del abastecimiento de la demanda interna, concluyéndose, por parte de los asesores legales que fueron contratados por la CREG y citados en el documento, que estos contratos no contienen previsiones especiales en esta materia. Concluye finalmente la CREG, que teniendo en cuenta las facultades que tiene la Nación, cuando se pretenda establecer un marco legal que regule un posible desabastecimiento y que las causas provengan de la producción, el MME y la ANH juegan un papel preponderante.

Consideramos que efectivamente existen los mecanismo legales para asegurar que el suministro de gas proveniente de la producción nacional se de con la firmeza que se requiere, aunque naturalmente la firmeza estará condicionada por los contratos.

Intercambios comerciales internacionales.- El Decreto 3428 de 2003 reglamentó los intercambios internacionales en cuanto a la exportación e importación. El énfasis regulatorio de dicho decreto está orientado a las transacciones a través de gasoductos. Los elementos relacionados con importación por vía marítima requieren de un desarrollo adicional.

El Decreto 3428 incluye como aspectos relevantes el libre acceso a gasoductos de interconexión con negociación libre de la tarifa entre las partes, la libertad a los productores para poseer la infraestructura de transporte, libertad de precios de exportación y la facultad al MME para celebrar acuerdos bilaterales cuando las conexiones internacionales involucren exportación e importación, con el fin de obtener un tratamiento equitativo para el país, cuando a ello haya lugar.

Este Decreto introdujo como criterio de seguridad en el abastecimiento para permitir la contratación de nuevas exportaciones una relación de Reservas/Producción superior a los siete años. El Factor R/P de Referencia resulta de dividir las Reservas de Referencia

entre la Producción de Referencia según las definiciones contenidas en el Decreto 2687 de 2007 y debe ser calculado por el MME por lo menos una vez al año.¹⁵

Al examinar la definición del factor R/P, si bien es cierto que toma en cuenta las solicitudes de suministro en firme, se observa que este no captura la dinámica futura de la demanda (especialmente ante escenarios de fuerte crecimiento), dado que hace referencia solamente a la situación estática del año para el cual se calcula. En este sentido, una revisión de la metodología de cálculo puede ser conveniente para contar con una estimación más rigurosa del horizonte de suministro.

Con Venezuela se firmó el acuerdo binacional en el cual ésta asumió el 100% de la construcción, propiedad y operación del gasoducto. Se acordaron los siguientes elementos comerciales:

- Las tarifas de transporte para compra del gas a Colombia asumen como punto de despacho la estación de Ballena y para la importación, en función de un suministro de gas desde la Costa Occidental del Lago de Maracaibo. El criterio de cálculo de las tarifas siguen el principio de “lo justo y razonable para el diseño de tarifas de gasoductos”
- El esquema comercial acordado es Take or Pay y Delivery or Pay y las partes se comprometen a garantizar la regularidad y continuidad del suministro.
- Las condiciones de compraventa quedan pactadas en el contrato entre PDVSA y ECOPETROL.
- El acuerdo es a 20 años.
- La información que se origine en desarrollo del acuerdo es considerada como confidencial.

Hasta ahora, el alcance y posibilidades de importación desde Venezuela están limitados a los compromisos pactados entre las partes.

Si bien es cierto que el gasoducto tiene una capacidad de transporte de 500 MPCD, las posibilidades de ampliar su utilización para importaciones en el futuro por parte de otros

¹⁵ **Reservas de Referencia:** Son las Reservas Probadas de gas natural más las cantidades comprometidas en los contratos de importación de gas natural que garanticen firmeza. **Reservas Probadas de Gas Natural:** Son las cantidades de gas natural que, de acuerdo con el análisis de la información geológica y de ingeniería, se estima, con razonable certeza, que podrán ser comercialmente recuperadas, a partir de una fecha dada, desde acumulaciones conocidas y bajo las condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales existentes. Estas pueden clasificarse en Reservas Probadas Desarrolladas y Reservas probadas no Desarrolladas. En general, las acumulaciones de gas natural en cantidades determinadas se consideran reservas probadas a partir de la declaración de comercialidad. **Producción de Referencia:** Es, para efectos de calcular el Factor R/P de Referencia, el resultado de sumar: i) las cantidades comprometidas en los contratos de suministro que garanticen firmeza de gas natural para atender la demanda nacional; ii) las cantidades comprometidas en los contratos de exportación de gas natural que garanticen firmeza; y, iii) las cantidades de gas natural demandadas en las solicitudes en firme de suministro, de usuarios que cuenten con capacidad física y financiera de ser atendidos a las tarifas que resultan de las fórmulas aprobadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

agentes interesados, es algo que no está incluido en el acuerdo binacional y que parece requerir del desarrollo de acciones adicionales.

De otro lado, para efectos de la seguridad del abastecimiento, los contratos que se pacten en desarrollo del acuerdo deberían permitir cierto nivel de información necesaria para que los agentes del mercado puedan prever con suficiente certeza sus requerimientos.

ii. Terminales de importación de LNG.

Si bien no existen restricciones, no existe una reglamentación al respecto. Como se anotó antes, en las acciones trazadas en el PEN se encuentra la realización de estudios en esta materia. En todo caso, en desarrollo del presente estudio se estudiarán recomendaciones al respecto.

iii. Regulación de la contratación del suministro con destino al mercado interno

Independientemente del esquema de regulación de precios, la CREG ha regulado dos modalidades de servicio de suministro; en firme (o que garantiza firmeza) e interrumpible (ninguna de las partes asume compromiso de continuidad). Igualmente, ha definido dos modalidades de contratación: Take or Pay y Contrato de Opción de Compra de Gas (OGC). Salvo los comercializadores que atienden mercado regulado, se pueden pactar contratos en condiciones diferentes. Adicionalmente, la Resolución CREG 070 de 2006 establece que el suministro en firme debe contar con el respaldo físico, esto es, con capacidad de producción y reservas suficientes.

De acuerdo con lo anterior, los contratos de suministro en firme proporcionan los incentivos suficientes para una confiabilidad adecuada, sujeto a las interrupciones que se puedan dar por salidas forzadas en los campos. Elementos del contrato relacionados con compensaciones y penalizaciones forman parte del esquema de incentivos para coadyuvar la confiabilidad. Este aspecto será examinado en las etapas siguientes en la medida que se cuente con información sobre los términos contractuales generalmente utilizados en la actualidad.

La Resolución CREG 104 de 2007, en consulta, introduce el concepto de “suministro por niveles de firmeza”. Para el efecto, el productor/comercializador determina, con base en metodologías generalmente aceptadas por la industria, las capacidades de producción disponibles con las correspondientes probabilidades de ocurrencia en el tiempo. Igualmente, se propone la modalidad de contratación con firmeza condicionada consistente en que el vendedor podrá ofrecer gas en firme con destino a usuarios no regulados sujeto a una condición donde la entrega sea interrumpida cuando el precio de bolsa de electricidad que calcula X.M supera el Precio de Escasez definido para el Cargo por Confiabilidad.

iv. Exigencias de contratación en firme

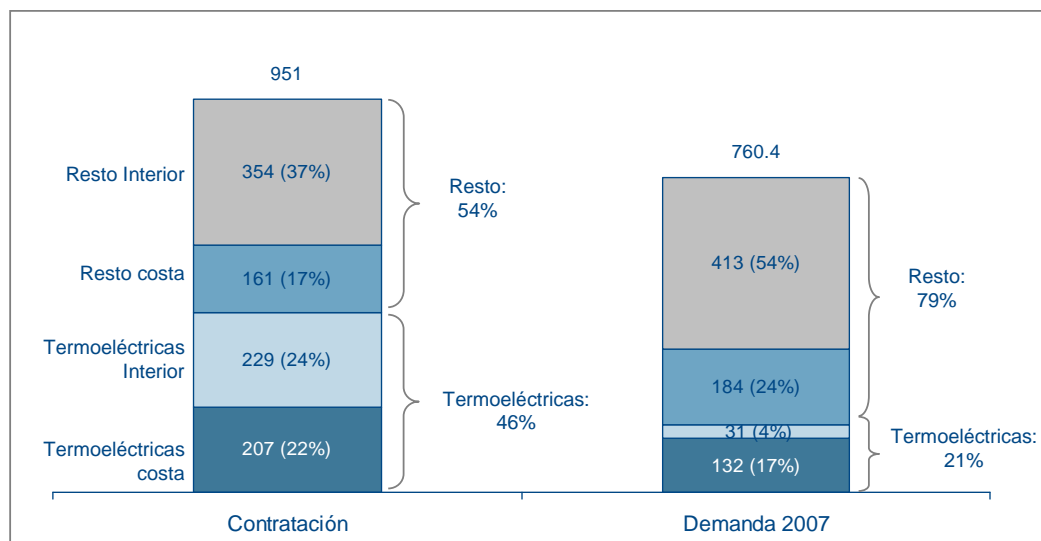
La Resolución CREG 071 de 2006 establece que las centrales térmicas a gas que accedan al Cargo por Confiabilidad deben contar con contratos de suministro y transporte en firme. Este mecanismo exige que toda planta que sea remunerada con el Cargo por la energía firme que ha comprometido con el sistema, deberá generarla cuando el precio de Bolsa supere el Precio de Escasez definido por la regulación, el cual está referenciado al costo de generación con Fuel Oil No. 6.

La Resolución 071 de 2006 no considera opciones de respaldo para el suministro a gas distintas a contar con estos contratos en firme. Por ejemplo, el almacenamiento de gas para atender complementariamente contratos de suministro de gas en firme, requerido en situaciones de despacho promedio, y poder generar así a plena carga, no se encuentran considerados. La alternativa actualmente regulada es contar con la posibilidad de generar con combustibles líquidos.

Por otro lado, la Resolución CREG 011 de 2003 exigía que todo comercializador que atendiera usuarios regulados debía tener contratos vigentes de suministro y transporte de gas combustible que aseguraran la continuidad del servicio al mercado atendido, en los términos establecidos en el Decreto 1515 de 2002 o modificatorios (actualmente el Decreto 880 de 2007). Los contratos que aseguran esa continuidad son los contratos en firme. El decreto 880 da prioridad en los racionamientos a los contratos firmes.

En un contexto de estrechez entre oferta y demanda, dado que, como se mencionó arriba, toda la producción actual está contratada en firme, actualmente las empresas productoras/comercializadoras y los generadores térmicos no disponen de nuevo gas que pueda ser contratado en firme, lo que explica el actual desbalance comercial entre oferta y demanda. Como se puede observar en la gráfica siguiente, el gas contratado en firme supera la demanda.

Desbalance comercial de gas (GBtu/d)



Fuente: Promigas en base a ECOPETROL, análisis Arthur D. Little

Parte importante del gas consumido en el mercado (principalmente por parte de los sectores industrial/comercial y de GNV) es suministrado a través de contratos interrumpibles. Dicho gas puede ser suministrado por los productores/comercializadores, con gas no utilizado por parte de los remitentes con contratos en firme, o directamente a través de remitentes que tengan capacidad disponible y derechos de suministro de gas en el Mercado Secundario. Este mercado se rige a partir de contratos bilaterales, siendo los generadores térmicos a gas los más activos debido a la baja demanda de despacho de varias de sus plantas.

Actualmente, la CREG está evaluando modificaciones que permitan hacer más eficiente el suministro de gas en el corto plazo. En particular, la Resolución 104 de 2007 propone la introducción de las variantes ya mencionadas de contratos con firmeza condicionada y contratación por niveles de firmeza. Adicionalmente, se propone considerar como parte del respaldo físico para dichos contratos gas que pudiera provenir de otros campos, importaciones (en caso de ser dueño de la infraestructura de importación) y/o almacenamiento.

En julio de 2008, mediante Resolución CREG 075, en reconocimiento de la estrechez del mercado y a partir de elementos de la propuesta de la Resolución 104 de 2007, la Comisión expidió nuevas medidas para la contratación de gas por parte de los distribuidores/comercializadores con destino al mercado regulado. Señala la CREG que el propósito es hacer consistentes los mecanismos de compra con las condiciones existentes de oferta.

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

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

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

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

v. Remuneración del transporte en relación con la confiabilidad

La metodología de remuneración de la actividad de transporte se encuentra contenida en la Resolución 001 de 2000.¹⁶ En general, esta consiste en la recuperación y remuneración de la inversión reconocida considerando una vida útil normativa de 20 años y una tasa de rentabilidad obtenida mediante metodología WACC (por sus siglas en inglés, corresponde a *weighted average cost of capital*, o costo promedio del capital). Los costos de administración, operación y mantenimiento que se consideran eficientes son determinados mediante la aplicación de una metodología de frontera de eficiencia (DEA). Los ingresos que reconocen la inversión son obtenidos a través de una estructura de cargos fijos y variables mientras que los correspondientes al AOM se obtienen mediante cargos fijos.¹⁷

¹⁶ Actualmente la CREG está revisando el esquema de remuneración al transporte mediante Resolución 087 de 2007 sometida a consulta, la cual mantiene en general el mismo esquema actual de remuneración y esquema de cargos.

¹⁷ La tarifa de transporte por ducto está regulada por la CREG, a través de la metodología de cargos por paso, donde el costo de transporte está dado por la sumatoria de los cargos por distintos tramos. Los cargos de paso incluyen:

- Cargos máximos fijos y variables por distancia para remunerar la inversión
- Cargo fijo para remunerar los gastos AOM
- Dos tarifas estampilla, para remunerar parte de la inversión

Los cargos fijos y variables y de estampilla que remuneran la inversión, están organizados en parejas: un porcentaje de la inversión es remunerado a través de un cargo variable en función del gas transportado y el porcentaje remanente de inversión mediante el cargo fijo que se paga independientemente del volumen

El aspecto clave a considerar es si dicha metodología con sus respectivos parámetros de eficiencia y rentabilidad aporta los incentivos suficientes para operar adecuadamente el sistema ya instalado, para expandir oportunamente la capacidad de acuerdo con las necesidades de la demanda y finalmente, para suministrar la confiabilidad que se defina.

En primer lugar, en cuanto a si existen los incentivos económicos suficientes en la metodología de remuneración para operar y expandir la capacidad actual, de acuerdo a las entrevistas realizadas y de la observación del proceso de venta de ECOGAS en el cual se dio una importante puja, se puede concluir que tales incentivos han funcionado adecuadamente. También sirve de soporte a esta afirmación el hecho de que el gasoducto que permite el transporte del gas de Gibraltar fue emprendido por una empresa transportadora con los cargos que fueron fijados por la Comisión para ese tramo.

La expansión del sistema se basa en el esquema de “*contract carriage*”; mediante el cual, las ampliaciones son realizadas por el transportador cuando disponga de contratos y volúmenes que las justifiquen, con tarifas previamente aprobadas y que considere remunerativas. En principio, este esquema permite la expansión en la medida que el transportador considere que sus riesgos están razonablemente cubiertos.

Sin embargo, en cuanto a la oportunidad de las inversiones se refiere, se han presentado dificultades en la expansión de la capacidad de tramos importantes, especialmente en el interior del país (Ballena-Barrancabermeja, Cusiana-Vasconia y el tramo de Gibraltar) que están asociadas a la incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas por un plazo tal que permita recuperar las inversiones realizadas y la coordinación entre las necesidades de producción y comercialización. Posibles alternativas de enfrentar este obstáculo están relacionadas con esquemas que permitan una adecuada asignación de riesgos entre las partes involucradas (curva de producción, riesgo de demanda, riesgo de construcción y operación). Al respecto se elaborará en las etapas siguientes del presente estudio.

La Resolución de CREG 028 de 2008, en consulta, propone un mecanismo competitivo para la expansión según el cual, en caso de que un transportador reciba una solicitud de ampliación de capacidad de transporte y decida no llevarla a cabo, se realizará una convocatoria pública para invitar a otros posibles interesados en realizarla. Esta alternativa podría dar lugar a una situación en que distintas empresas operaran en forma aislada secciones complementarias de un mismo tramo, lo cual podría conllevar dificultades operativas.

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

transportado. La pareja de cargos permite asignar el riesgo de demanda entre el transportador y el remitente.

Esta pareja de cargos, cuando se trata de suministro al mercado regulado, se determina en función de su curva de carga estimada, no pudiendo ser el porcentaje correspondiente al Cargo Fijo inferior al factor de carga del mercado atendido. Los usuarios no regulados negocian libremente los cargos.

utilización normativo”. El Factor de Utilización es un indicador de utilización de un gasoducto o grupo de gasoductos con relación a su utilización potencial máxima y se define como la relación entre la sumatoria de los valores presentes de las demandas esperadas de volumen de cada año en el horizonte de proyección (entre 20 y 30 años según el caso) y la sumatoria de los valores presentes de las capacidades máximas de mediano plazo de transporte en el horizonte de proyección multiplicadas por 365, utilizando una tasa de descuento de 11.5%. El Factor de Utilización Normativo es del 0.5 para gasoductos troncales y de 0.4 para gasoductos regionales.

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

Consideramos que dicho factor no representa una limitante a las expansiones de capacidad requeridas para acompañar el crecimiento del mercado, aunque sí podrían significar una traba al desarrollo de inversiones requeridas a incrementar la confiabilidad del sistema, teniendo en cuenta que esto podría implicar la necesidad de contar con capacidad ociosa en algunos tramos críticos del sistema. En estos casos, se deberían analizar alternativas de flexibilización de este criterio.

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

La Resolución CREG 071 de 1997 que contiene el Reglamento Único de Transporte, tiene entre sus objetivos la creación de las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable de los gasoductos. En materia de confiabilidad, el RUT dispone que el Centro Principal de Control de cada agente transportador debe monitorear la integridad, seguridad y confiabilidad de sus gasoductos.

Sin embargo, no existe en la regulación una definición de criterios precisos de confiabilidad en transporte. En la Resolución CREG 087 de 2007, se anuncia que los temas de calidad y confiabilidad serán estudiados dentro del proceso de definición de la nueva metodología para remunerar la actividad de transporte. Adicionalmente, como ya se anotó, el Decreto 2687 de 2008 fija políticas generales en materia de confiabilidad cuyos criterios deben ser definidos por la CREG.

vi. Remuneración de la distribución en relación con la confiabilidad

La metodología de remuneración de la actividad de distribución se encuentra contenida en la Resolución 011 de 2003. En general, esta consiste en la recuperación y remuneración de la inversión reconocida con una tasa de rentabilidad obtenida mediante metodología WACC. Los costos de administración, operación y mantenimiento que se consideran eficientes son determinados mediante la aplicación de una metodología de frontera de eficiencia (DEA).

La tarifa del sector de distribución difiere según se trate de un área bajo concesión exclusiva o no exclusiva. En el primer caso, la regulación se basa en precios máximos obtenidos en procesos licitatorios, con derechos de exclusividad en áreas geográficas específicas. En áreas no exclusivas los cargos máximos son obtenidos a partir de costos medios de mediano plazo (proyección de inversiones a cinco años y un horizonte de proyección de demanda de 20 años) A partir del cargo promedio se determina una “canasta de tarifas” consistente en cargos máximos diferenciados por rangos de consumo (a mayor volumen menor tarifa).

En la distribución, en la medida que existe cierto grado de enmallamiento de la red y que las estaciones de puertos de ciudad y estaciones reguladoras de presión cuentan con elementos de back up para reemplazar componentes críticos que puedan fallar, la continuidad del suministro no aparece como un factor de mayor riesgo. En efecto, en las reuniones con los agentes no resultaron observaciones al respecto.

De conformidad con el Artículo 87.8 de la Ley 142 de 1994, toda tarifa tiene un carácter integral en el sentido que supone una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Igualmente, el Artículo 136 de la Ley 142 de 1994 exige la prestación continua de un servicio de buena calidad.

Mediante Resolución CREG 100 de 2003, se establecieron estándares de calidad relacionados con la continuidad del servicio entre los cuales está el de Duración Equivalente de Interrupción del Servicio (tiempo total de interrupción del servicio a cada usuario durante un mes) y el Índice de Presión en Líneas Individuales. Las interrupciones deben ser cero y toda interrupción genera compensación al usuario.

De acuerdo con lo anterior, en condiciones de una correcta operación del sistema de distribución, la continuidad del abastecimiento depende más del funcionamiento de la red de transporte y de las fuentes de suministro, lo cual ha sido asegurado usualmente con contratos firmes. Como ya se ha anotado, la Resolución CREG 075 de 2008 abre la posibilidad de que los distribuidores se respalden con otros mecanismos en la medida que no puedan asegurarse totalmente con contratos firmes. Lo anterior, adicional a lo fijado en el Decreto 2687 ya mencionado.

Es de esperar que criterios de confiabilidad que impliquen almacenamiento deban evaluarse tomando en cuenta integralmente los subsistemas de transporte y distribución y la localización de los mercados. En este sentido, la separación de actividades puede generar trabas al desarrollo de estas infraestructuras.

F. Asignación bajo restricciones insalvables de suministro

El decreto 880/2007 fija un criterio para la asignación del gas entre distintos usuarios/ sectores en casos de insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias.¹⁸

¹⁸ Limitación técnica que implica un déficit de gas en un punto de entrega, al no ser posible atender la demanda de gas natural en dicho punto, pese a las inmediatas gestiones por parte de un agente operacional para continuar con la prestación normal del servicio (Decreto 880/2007, Artículo 1º)

De acuerdo a lo establecido en dicho decreto, la asignación de volúmenes y/o capacidad de transporte será realizada siguiendo el siguiente orden:

- 1º: Agentes que tengan contratos de suministro y/o transporte en firme, sin considerar los volúmenes y/o capacidad nominados para atender el Mercado Secundario
- 2º: Agentes que dispongan contratos en firme y que destinen el gas para atender el Mercado Secundario
- 3º: Agentes que cuenten con contratos de parqueo
- 4º: Agentes que tengan contratos interrumpibles

Entre los agentes que tienen el mismo nivel de prioridad, el criterio de asignación seguirá el siguiente orden:

- 1º: Usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales
- 2º: Estaciones compresoras en el sistema de transporte
- 3º: Prorrato de las nominaciones entre el resto de los agentes

En caso de producirse en forma simultánea una emergencia en el Mercado Mayorista de Electricidad, tras el suministro de usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales y a estaciones compresoras, se suministrará primero al sector eléctrico, luego a los grandes usuarios industriales, a los comercializadores de GNV y finalmente a la exportación.

Un tema en discusión en relación a este decreto es que los criterios establecidos podrían dar lugar a un desabastecimiento de usuarios residenciales que no estuvieran suministrados con gas en firme ante la situación actual del mercado. Sin embargo, la aplicación del Decreto 2687 de 2008 recientemente expedido, mediante el cual se le da prioridad en la venta del gas disponible para ofertar en firme al sector residencial, este evento se ve bastante improbable.

G. Conclusiones

Del análisis del marco de política, institucional y regulatorio se extraen las siguientes conclusiones relevantes sobre las cuales se debe elaborar en las etapas siguientes del estudio:

- Se deben revisar el criterio del Factor R/P con el fin de tomar en cuenta las proyecciones de demanda.
- Se detecta la necesidad de crear condiciones para que se puedan concretar, de ser necesario, las inversiones en infraestructura de importación de LNG o GNC. Lo anterior incluye la identificación de la regulación requerida para la localización e instalación de este tipo de plantas, las funciones que desempeñarían las diferentes agencias del Estado con relación a su instalación y operación, requerimientos técnicos, etc., y en especial, la definición de un mecanismo de señales de largo plazo para remunerar este tipo de proyectos. Adicionalmente, debería establecerse un mecanismo claro de seguimiento de algunas variables clave (como el éxito de los proyectos exploratorios actuales) de modo de enviar las señales adecuadas con el tiempo requerido.

- Los mecanismos de contratación en firme del suministro son un instrumento adecuado para coadyuvar la confiabilidad del suministro.
- La introducción de nuevos esquemas de contratación que facilite la liberación de gas contratado en firme por plantas térmicas de bajo despacho, puede permitir una asignación más eficiente del gas en el corto y mediano plazo, ayudando así a reducir el estrés en el balance entre oferta y demanda y por ende, a mejorar la confiabilidad del suministro.
- Es importante revisar si las decisiones tomadas en el Decreto 2681 de 2008 corresponden a una situación transitoria de estrechez del mercado o se trata de una política definitiva al largo plazo. Ello es importante por cuanto la formación de precios que se da a partir de su aplicación, puede resultar distorsionada debido a la segmentación de mercados que están priorizados y podría desincentivar a los agentes productores con precio libre, en la medida que los precios resultantes no correspondan al costo de oportunidad del gas.
- No existen aún criterios de confiabilidad de transporte y consecuentemente, del requerimiento de infraestructura necesaria para asegurarla en cada caso, su costo e impacto en la tarifa. En inversiones relacionadas con confiabilidad, puede ser conveniente revisar el tema de factor de utilización
- El Decreto 2687 ordena a la CREG la definición de criterios de confiabilidad para transporte y distribución y la definición de un esquema tarifario para su remuneración
- Sin perjuicio de lo anterior, en general, la metodología de remuneración de la actividad de transporte y distribución permiten la expansión de los sistemas.
- Dado el nivel de desarrollo del mercado colombiano y las pocas fuentes de suministro y alternativas de transporte, los límites a la integración vertical dificulta la coordinación oportuna de las decisiones de inversión en expansión de transporte y producción de gas natural. Esta situación es más patente en el caso del interior del país.
- La confiabilidad de los sistemas de distribución en cuanto a la operación de las redes se refiere, no presenta dificultades en el campo regulatorio.

H. Inventario de normas

Ver Anexo 3

IX. Sistemas de Información – Diagnóstico preliminar

IX.A. Petróleo

La Agencia Nacional de Hidrocarburos es la encargada de centralizar la información del sector de Hidrocarburos. Conforme a los modelos de contratación E&P y TEA las empresas que estén llevando a cabo operaciones de explotación y exploración deben presentar informes periódicos como se indica a continuación:

Fase Exploración:

Programa de Trabajo de Exploración: Las empresas exploradoras deben presentar un informe a la ANH sobre las actividades que esperan realizar al inicio de cada fase de exploración donde explica como dará cumplimiento a sus obligaciones y si tiene contemplado alguna actividad de exploración adicional. Este informe se presenta por lo menos 8 días antes de que se de inicio a la fase.

Así mismo cualquier cambio que se presente en el desarrollo de las operaciones exploratorias debe ser informado a la ANH.

Fase de evaluación

Una vez se haya dado un descubrimiento las empresas deben informar a la ANH el Programa de evaluación. Dicho programa, que no debe ser mayor a dos años, debe incluir las actividades que la empresa planea realizar para probar la viabilidad de explotación del campo y el presupuesto de cada una de las mismas. Los resultados del programa de evaluación se deben reportar a la ANH en los tres meses siguientes a la fecha de terminación.

Fase de Explotación:

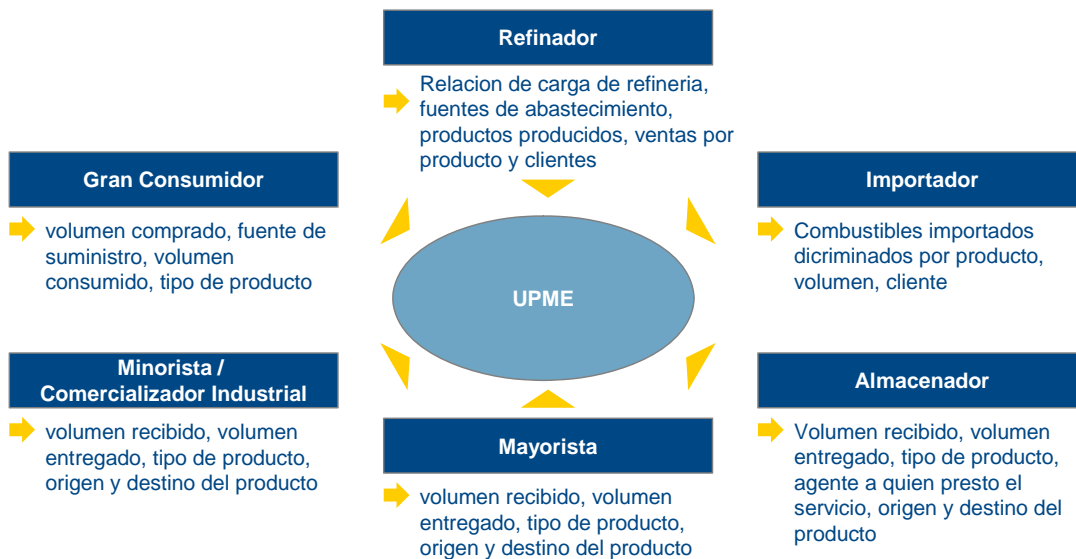
Una vez se ha declarado la comercialidad del campo, anualmente se debe reportar a la agencia el plan de explotación donde se debe incluir como mínimo las actividades para el desarrollo del campo, el cálculo de reservas, producción acumulada de hidrocarburos y pronóstico de producción anual. Este plan se presenta anualmente en el mes de febrero.

A la fecha la ANH no tiene un sistema centralizado de información y reporte. Las empresas reportan la información en formatos preestablecidos por la ANH.

IX.B. Combustibles Líquidos y Biocombustibles

Conforme lo establece el decreto 4299 del 2005 todos los agentes están obligados a reportar la información de sus actividades a la Unidad de Planeación Minero Energética trimestralmente así como se observa en el siguiente grafico:

Flujo de información en la cadena de combustibles líquidos



Fuente: Análisis Arthur D. Little

La UPME cuenta con un sistema de información centralizado denominado SIMEC al cual se puede tener acceso por los interesados a través de la página web. El SIMEC agrupa información de los sectores no sólo de combustibles líquidos sino en general del sector. La información de combustibles líquidos se encuentra en el SIPG (sistema de información de petróleo y gas) donde se pueden obtener estadísticas generales sobre capacidad de refinación, inversiones y precios. Sin embargo la información específica descrita anteriormente no hace parte de este sistema.

Adicionalmente a la información operativa, los mayoristas deben reportar al Ministerio de Minas y Energía anualmente la capacidad de almacenamiento comercial de cada una de las plantas de abastecimiento, la numeración del tanque, capacidad nominal del tanque, tipo de producto almacenado, fecha de calibración y organismo certificador.

Existe un sistema de información que se está implementando actualmente denominado el SICOM (Sistemas de información de la Cadena de Distribución de Combustibles

Líquidos Derivados del Petróleo) regulado por la resolución 182113 del 2007. El uso del sistema es obligatorio para todos los agentes de la cadena no sólo para cumplir con los reportes establecidos por la ley sino para hacer las transacciones de compra y venta. Aun se encuentra en implementación.

IX.C. Gas Natural

La información general del sector esta centralizada en la UPME que cuenta con datos generales de producción, reservas y consumo en el SIMEC. Adicionalmente, los agentes participantes de la cadena del gas natural tienen que hacer reportes específicos a las entidades reguladoras entre los que se encuentran el Ministerio de Minas y Energía, La CREG, y la Superintendencia de Servicios Públicos como se explica a continuación:

Ministerio de Minas:

- Centraliza la información de reservas, demanda nacional, contratos de exportaciones en firma y solicitudes en firme para el cálculo de R/P.
- Es informado de mantenimientos al sistema de transporte y todos los eventos que generen restricciones del flujo normal de la oferta.

Comisión de Regulación de energía y gas

- Concentra la información de la composición accionaría de cada una de las empresas de la cadena para verificar el cumplimiento de las normas en materia de integración vertical.
- Centraliza la información de las transacciones de gas entre los agentes del mercado: reservas, capacidad de producción, contratos de compra y venta de gas.

Superintendencia de Servicios Públicos

- Ejerce una función de inspección control y vigilancia de las actividades que desarrollan las empresas que tienen a su cargo prestar servicios públicos.
- Concentra la información del desempeño operacional y financiero de las empresas vinculadas al sector a través del SUI (Sistema Único de Información) que esta institución administra. En este sistema se presenta la información de ventas de gas natural domiciliario por empresa o por área geográfica al igual que el desempeño financiero de las empresas prestadoras del servicio. Así mismo las empresas transportadoras presentan periódicamente informes de las interrupciones del servicio indicando la causa, localización, duración y un indicativo de la magnitud de la afectación.

Los transportadores consolidan toda la información referente a volúmenes transportados y datos operacionales del sistema. Esta información es de público acceso a través de los Boletines Electrónicos de Operaciones (BOE) que se encuentran en la página web.

X. Riesgos de desabastecimiento

Con base en el diagnóstico general del abastecimiento de los energéticos considerados en este estudio, este capítulo aborda el análisis de las situaciones de riesgos que pueden desencadenar situaciones de desabastecimiento. El objetivo general de esta sección es (1) presentar un marco conceptual para la identificación y priorización de los riesgos de desabastecimiento y (2) comenzar a identificar algunas situaciones específicas de riesgos que se destacan como asuntos prioritarios a ser estudiados en mayor profundidad en etapas posteriores.

Para el análisis de riesgos se utilizó la siguiente metodología:

1. Identificación y enumeración de los riesgos que pueden conducir al desabastecimiento, y en los casos en que se considere necesario, algunas causas subyacentes a los mismos. Para facilitar el análisis, la identificación de riesgos distingue aquellos relacionados a la disponibilidad de recursos y estructura de las cadenas de abastecimiento, y los riesgos de carácter operacional y de situaciones de emergencia.
2. Estimación de la probabilidad de ocurrencia de los riesgos identificados con base en el análisis histórico y de la situación actual del mercado e infraestructura, que forman parte integral de este diagnóstico. La probabilidad de ocurrencia de los riesgos de suministro fue estimada cualitativamente como alta, media o baja con base en la información disponible y la percepción de los actores de la cadena. Para los riesgos operacionales se estableció un criterio de acuerdo a estadísticas históricas de ocurrencia de eventos en los casos en que las mismas estaban disponibles (refinación y transporte de líquidos y transporte de gas natural) y en el resto de los casos basado en el entendimiento alcanzado por Arthur D. Little con base en las entrevistas realizadas con agentes del sector.
3. Estimación del Impacto: para los riesgos de suministro se realizó una calificación de su impacto potencial en función de la fracción del mercado que pudiera verse afectada. Para los riesgos operacionales, se consideraron algunos criterios cualitativos ilustrativos del nivel de criticidad de los mismos (e.g. tiempo de duración de la falla y tamaño o número de las poblaciones afectadas).

El capítulo incluye un análisis de riesgos separado para cada cadena (combustibles líquidos y GLP fueron analizados de manera conjunta dada la alta interrelación entre la mayor parte de los riesgos que los afectan).

El diagnóstico sobre la situación de seguridad de abastecimiento se nutrió de la visión de los distintos actores de las distintas cadenas, recogidas en entrevistas y talleres de trabajo realizados.

Una vez identificados, evaluados y priorizados los riesgos pasaremos a la etapa de caracterización de las mejores prácticas en materia de mitigación de riesgos y a la estimación de los requerimientos de confiabilidad, los cuales serán parte de segundo informe de este estudio.

X.A. Combustibles Líquidos y GLP

Dado la alta relación entre los combustibles líquidos y el GLP, principalmente en cuanto a infraestructura de producción y transporte asociada, se consideró oportuno analizar el riesgo de desabastecimiento de ambas cadenas en forma conjunta. Sin embargo, al estar alcanzados por marcos regulatorios diferentes, los riesgos vinculados a aspectos regulatorios son diferenciados en el análisis.

A. Riesgos de Disponibilidad de Recursos

La siguiente tabla resume los riesgos identificados con impacto en la disponibilidad de combustibles líquidos en el corto, mediano y largo plazo:

Riesgos de disponibilidad de recursos – Combustibles líquidos y GLP

| | Corto Plazo 2009-2010 | | Mediano Plazo 2011-2013 | | Largo Plazo 2014- | | |
|---|-----------------------------------|---|---|---|---|---|------------------------------|
| | Evento | Causa | Evento | Causa | Evento | Causa | |
| | Disponibilidad de recursos | Restricciones a la importación de diesel | 1 Precios no atractivos | Restricciones a la importación (diesel) | 7 Infraestructura insuficiente | Falta de nuevas fuentes de suministro en Colombia (Todos) | 10 Falta de inversión en E&P |
| Acceso abierto a infraestructura de transporte | | | Disponibilidad de destilados medios en los mercados regionales | | Fracaso exploratorio | | |
| Restricciones a la importación de GLP | | 2 Infraestructura de transporte (GLP) | Retraso en ampliación / Modernización del parque refinador (destilados medios, GLP) | 8 Ampliación de la Refinería de Cartagena | Retraso en el desarrollo de reservas | | |
| | | Acceso abierto a infraestructura | | Revamping de Barrancabermeja | Restricciones para el procesamiento por baja capacidad de conversión (retraso en inversiones en refinación) | | |
| | | Uso creciente sector petroquímico: Precio más atractivo para el productor / Planes de expansión | 9 Abastecimiento de nueva capacidad de generación térmica -carga por confiabilidad- (Fuel oil y diesel) | Reducción de Fuel Oil en proyectos de conversión profunda/ déficit destilados medios/instalaciones logísticas insuficientes | | | |
| Almacenamiento insuficiente (GLP) | | 3 Inventarios insuficientes ante desregulación del almacenamiento | → | | | | |
| Desabastecimiento en zonas de frontera (Gasolinas y diesel) | | 4 Cupos en zonas de frontera insuficientes | → | | | | |
| | | Restricción del comercio irregular | → | | | | |
| Incumplimiento de las especificación de calidad de los productos (Diesel) | | 5 Retraso en inversiones en hidrot ratamiento | → | | | | |
| Demanda extraordinaria de líquidos (Diesel/FO) | | 6 Sequía - bajo nivel de embalses para suministro hídrico | → | | | | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

A continuación se describen brevemente los riesgos y se enumeran algunas razones subyacentes que influyen en la prevalencia de los riesgos:

I. Restricciones en las importaciones (diesel – corto plazo)

- Precio no atractivos: si bien en el caso del diesel la regulación establece en casos de necesidad de importación un mecanismo según el cual

- compensa a través de subsidios la diferencia entre el precio recibido por el productor y su precio de paridad, demoras en su implementación o percepciones diferentes por parte del regulador sobre la existencia o dimensión del déficit ocasionan demoras con impacto en el abastecimiento.
- Limitaciones al acceso abierto a infraestructura: si bien la regulación permite la libre importación por parte de actores distintos a ECOPETROL y establece el acceso abierto a la infraestructura, la posición monopólica sobre la infraestructura de importación y transporte junto con la ausencia de una clara reglamentación dificulta o demora importaciones por parte de terceros
- II. Restricciones en las importaciones (GLP – corto plazo)
- Infraestructura insuficiente: limitaciones para el transporte al interior del producto importado
 - Limitaciones al acceso abierto a infraestructura: como en el caso del diesel, el monopolio de ECOPETROL sobre la infraestructura de importación y transporte genera limitaciones para las importaciones de terceros
 - Destino creciente a uso petroquímico (precios más atractivos), incrementan las necesidades de importación
- III. Almacenamiento insuficiente (GLP)
- El nuevo esquema desregular el almacenamiento, generándose niveles de inventarios insuficientes para la normal atención de la demanda
- IV. Desabastecimiento en zonas de frontera
- Cupos insuficientes: la incertidumbre sobre la real demanda en dichas zonas conduce a asignaciones insuficientes en alguna región del país
 - Disminución de abastecimiento a través de mecanismos/fuentes irregulares: problemas en las relaciones bilaterales o crisis de desabastecimiento en Venezuela limitan el suministro
- V. Incumplimiento de las especificaciones de calidad de los productos (destilados medios)
- Retraso en inversiones en hidrotratamiento generan requerimientos de importaciones (superiores a las resultantes del balance oferta-demanda), lo cual genera desabastecimiento en caso de no existir infraestructura de importación adecuada u obligará al gobierno a retrasar las metas para mejorar los estándares de calidad de los combustibles con consecuencias nocivas sobre la salud y el medio ambiente
- VI. Demanda extraordinaria de líquidos (diesel-fuel oil)
- Demanda de líquidos en el sector térmico: una reducción niveles de embalses (por ejemplo por un fenómeno climático extraordinario como el Niño) se traduce en altos requerimientos de despachos térmicos que en un contexto de escasez de gas, generan altos requerimientos de diesel; existe un alto riesgo de que existan limitaciones al abastecimiento de esta demanda por deficiencias en la logística de transporte o en la infraestructura de almacenamiento de las centrales

- VII. Restricciones en las importaciones de diesel (mediano y largo plazo)
 - Infraestructura insuficiente: Previo al ingreso de Cartagena, las importaciones requeridas de destilados medios no pueden ser manejadas con la infraestructura existente, situación que se ve agravada en caso de producirse retrasos en la ampliación de la misma
 - Limitada disponibilidad de destilados medios en mercados regionales: dificultades en el suministro permanente ante escenario de déficit creciente en la región.
- VIII. Retraso en ampliación/modernización del parque refinador
 - Retraso o no ejecución de la ampliación proyectada de la refinería Cartagena y modernización de la Refinería de Barrancabermeja: el encarecimiento en costo de materiales, deficiencias en la gestión de proyectos o cambios en la situación de mercado (ej. caída en márgenes de refinación) retrasan o llevan a la cancelación de alguno de los proyectos incrementado fuertemente el déficit de destilados medios (superior a 60 MBD hacia 2020). Dicha situación únicamente implicaría desabastecimiento en caso de no existir infraestructura de transporte adecuada
- IX. Abastecimiento de nueva capacidad de generación térmica
 - Ante escasez de gas, los nuevos proyectos de plantas térmicas se realizan con combustibles líquidos. Por fuerte reducción en la producción de fuel oil (proyectos de conversión profunda en Cartagena y Barrancabermeja), déficit creciente de destilados medios o infraestructura logística insuficiente se producen situaciones de desabastecimiento.
- X. Falta de nuevas fuentes de suministro de petróleo en Colombia
 - Falta de inversión E&P: cambios en los términos fiscales o en la industria (ej: caída en el precio del crudo o fuerte aumento en costos) desalientan la inversión en Colombia
 - Retraso en el desarrollo de reservas: habiéndose encontrado nuevas reservas de petróleo, cambios en los términos fiscales o en la industria (ej: caída en el precio del crudo o fuerte aumento en costos) retrasan o desalientan el desarrollo de las mismas
 - Fracaso exploratorio: pese a que las condiciones generales (en la industria y en Colombia en particular) alientan la inversión en E&P, no se producen nuevos descubrimientos por cuestiones geológicas
 - Retrasos en las inversiones en aumento de conversión del parque refinador limitan la posibilidad de procesar parte del crudo (más pesado) producido localmente

Este evento únicamente implicaría un riesgo de desabastecimiento en caso de no desarrollarse la infraestructura de transporte necesaria para la importación, o en caso que resulte inviable desde el punto de vista económico la operación de alguna de las refinerías con una porción significativa de crudos importados en la carga

Los riesgos identificados fueron clasificados de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia en forma cualitativa, con base en el entendimiento alcanzado por Arthur D. Little en las entrevistas realizadas a distintos agentes de la cadena.

Riesgos de disponibilidad de suministro – Probabilidad de ocurrencia

| | Riesgo | Causas | Probabilidad | Comentarios |
|--|---|--|---|---|
| Corto Plazo | Restricciones importación (diesel) | Precios no atractivos | Baja | En caso de necesidad real, ECOPETROL lograría la aprobación del subsidio |
| | | Acceso abierto a infraestructura de transporte | Baja | Situaciones de desabastecimiento serían improbables ya que en caso de existir déficit, suponiendo términos económicos razonables ECOPETROL realizaría importación |
| | Restricciones a la importación (GLP) | Infraestructura de transporte | Media - Alta | Actualmente existen limitaciones a la importación, situación que se vería agravada en caso de producirse alguna situación de emergencia |
| | | Acceso abierto a infraestructura | Baja - Media | En caso de darse las condiciones económicas, ECOPETROL estará alentado a realizar las importaciones |
| | | Uso creciente sector petroquímico | Media - Alta | El precio recibido por el producto resulta muy superior; esta situación ha reducido significativamente la posición excedentaria generando la necesidad de importaciones en 2008 |
| | Almacenamiento insuficiente (GLP) | Inventarios insuficientes ante desregulación del almacenamiento | Baja - Media | Nuevo esquema (marcarío), promoverá una mayor competencia y aumentará el costo de desabastecimientos para los jugadores |
| | Desabastecimiento zonas de frontera (gasolinas y diesel) | Cupos insuficientes | Baja - Media | Determinados en base a información suministrada por los propios actores de la cadena |
| | | Restricciones comercio irregular | Baja - Media | Aunque la probabilidad de un nuevo paro de gran escala en la industria petrolera en Venezuela es baja, se pueden dar situaciones por conflictos políticos. |
| Incumplimiento de las calidades (diesel) | Nueva especificación antes de operación de hidrotratadoras de BB | Media-Alta | Si bien es altamente probable que dicho desfase se produzca, la probabilidad de desabastecimiento estaría limitada por el posible retraso en el cronograma de aplicación de las especificaciones | |
| Demanda extraordinaria de líquidos (diesel/FO) | Sequía, bajo nivel de embalses | Baja – Media | De darse en forma conjunta una fuerte reducción del nivel de los embalses (ej: Niño) y una situación crítica de abastecimiento de gas, la infraestructura logística (transporte y almacenamiento) que sirve a las plantas térmicas sería insuficiente | |
| Medio Plazo | Restricciones a las importaciones (diesel) | Infraestructura insuficiente (portuaria y transporte) | Baja - Media | Suponiendo la ejecución de Cartagena, con la infraestructura actual los niveles de importaciones máximas requeridas (20 MBD en 2011) serían manejables |
| | | Disponibilidad de destilados medios en la región | Baja - Media | Si bien es altamente probable que la región continúe siendo deficitaria, la entrada en operación de diversos proyectos orientados a incrementar la producción de destilados medios liberaría excedentes en otras partes del mundo |
| | Retraso en ampliación/modernización del parque refinador (destilados medios, GLP) | Ampliación de Cartagena / Modernización de Barrancabermeja | Media - Alta | El continuo incremento de los costos de inversión, la saturación del mercado de equipos y la reducción en márgenes de refinación podría retrasar obras. En el caso de Cartagena, la probabilidad es significativamente menor dado el grado de avance |
| | Abastecimiento nueva capacidad de generación térmica (diesel, fuel oil) | Reducción de Fuel Oil por proyectos de conversión profunda/ déficit destilados medios/instalaciones logísticas insuficientes | Baja | Se tendrían que dar en forma conjunta: <ul style="list-style-type: none"> Escasez de gas (dado que generación líquida sería la última alternativa de despacho): probabilidad limitada con la existencia del decreto de abastecimiento Falta de desarrollo de infraestructura logística: probabilidad limitada en el medio-largo plazo |
| Largo Plazo | Falta nuevas fuentes de suministro de crudo (Colombia) | Falta de inversión en E&P | Baja-Media | Términos fiscales en Colombia entre los más atractivos de la región |
| | | Fracaso exploratorio | Media | Prospectividad de cuencas por explorar es limitada |
| | | Retraso en el desarrollo de reservas | Baja - Media | Comienzan a verse restricciones en la disponibilidad de equipos de perforación |
| | | Retraso inversiones p/ aumento de conversión en refinación | Media | Aunque se considera altamente probable el retraso en el mediano plazo, desde el punto de vista de suministro de crudo el retraso se vuelve crítico en el largo plazo (cuando los crudos pesados adquieren mayor peso) |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

De acuerdo a este análisis, los eventos con mayor probabilidad de ocurrencia son:

- Corto plazo: incapacidad para abastecer las calidades requeridas por retrasos en las obras de hidrotratamiento, desabastecimiento en zonas de frontera por

restricciones en el comercio irregular y restricciones a las importaciones de GLP por insuficiencias en la capacidad de transporte

- Mediano y largo plazo: Retraso en la ampliación/modernización del parque refinador

El criterio utilizado para evaluar el potencial impacto de estos eventos es el volumen de mercado que se vería afectado en cada caso. Es importante mencionar que esto no necesariamente implica un desabastecimiento, ya que en muchos casos existen alternativas de sustitución parcial o completa, aunque el costo de la alternativa será por lo general significativamente mayor.

Dicho análisis se resume en la siguiente tabla, siendo los riesgos de mayor impacto potencial los siguientes:

- Retraso en la ampliación/modernización del parque refinador
- Incumplimientos en las calidades requeridas de productos por retrasos en las obras de hidrotratamiento
- Fallas en la importación de combustibles en el mediano plazo, previo a la puesta en marcha de la refinería de Cartagena
- Falta de nuevas fuentes de suministro de crudo en Colombia

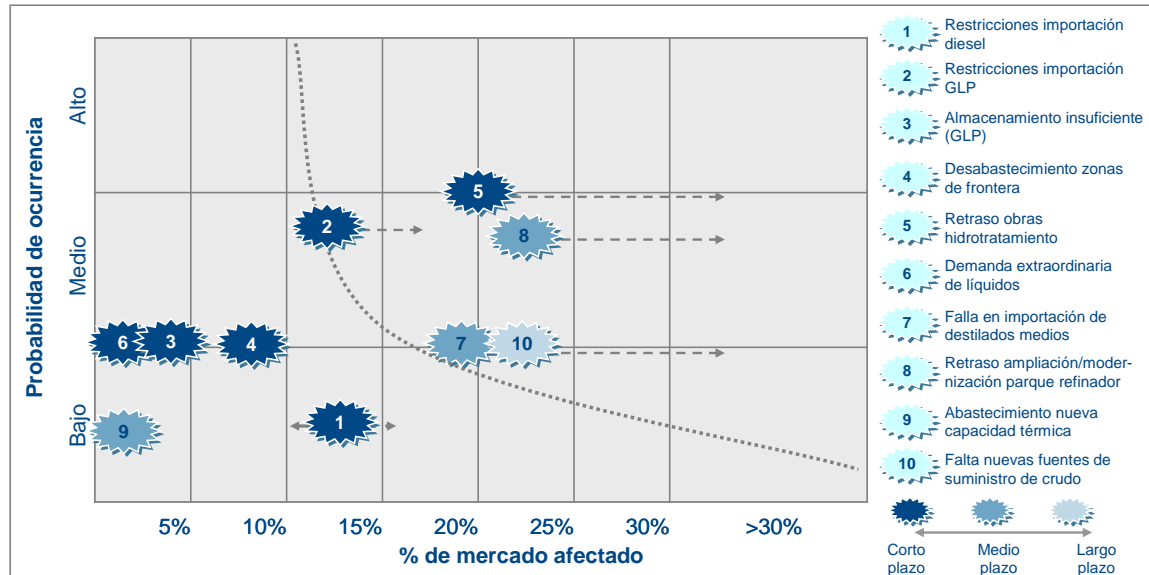
Impacto potencial de los riesgos de suministro

| | Riesgo | Mercado afectado | Comentarios |
|-----------------------|--|---|---|
| Corto plazo | Restricciones importaciones de diesel | 10-15% | Déficit estimado creciente de destilados medios entre 2009-2011, asumiendo la entrada en operación de Cartagena en 2012. |
| | Restricciones importaciones de GLP | 10-15% | Asumiendo 3.000 BPD en el corto plazo, crecientes en el tiempo |
| | Almacenamiento insuficiente (GLP) | <5% | En caso de ocurrir, se asume que el impacto sería localizado |
| | Desabastecimiento zonas de frontera | 6-8% (Diesel) 10-12% (Gasolinas) | Asume niveles de contrabando de diesel de entre 7 y 8 MBD y cerca de 10 MBD en gasolinas |
| | Incumplimiento de las calidades | 20% (corto plazo) >30% (medio plazo) | Considera el diesel - Incluye demanda de Bogotá (aproximadamente 10% del total) más transporte de pasajeros en zona urbanas (11%, sin considerar Bogotá) |
| | Demanda extraordinaria de líquidos | <5% | |
| Mediano - largo plazo | Fallas en importación de combustibles | 17% | Déficit de destilados medios alcanzado en 2011 suponiendo ampliación de Cartagena. De no producirse, se incrementa en aproximadamente 2% por año |
| | Retraso ampliación /modernización parque refinador | 20-25% | Déficit de destilados medios, dependiente de la cantidad de años de retraso: 20% (2012), 22% (2013), 25% (2014) |
| | Abastecimiento nueva capacidad generación térmica | <5% | |
| Largo plazo | Falta nuevas fuentes de suministro de crudo | 10-30% | Déficit de crudo local con especificaciones para procesamiento en el parque refinador; el desabastecimiento pueden producirse en caso de no existir infraestructura adecuada de importación o por la necesidad de bajar la carga por resultar poco atractivo la operación de Barranca con crudo importado |

Nota: El impacto de cada evento se calcula como % de la demanda de cada uno de los combustibles

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Riesgos de disponibilidad de recursos



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Al confrontar la probabilidad de ocurrencia con el potencial impacto, surge que los eventos más críticos son:

- Incumplimiento en las calidades por retaso en las inversiones en hidrotreatmento (corto plazo)
- Fallas en la importación de GLP (corto y medio plazo)
- Retraso en la reconfiguración del parque refinador (medio plazo)
- Fallas o restricciones en la importación de diesel (medio plazo)
- Falta de nuevas fuentes de suministro de crudo (largo plazo)

Es importante notar que existe una interrelación entre estos riesgos, en la medida en que, tanto el retraso en las inversiones en hidrotreatmento, como retrasos en aquellas destinadas a la reconfiguración del parque refinador implicarían situaciones de desabastecimiento únicamente en caso de no desarrollarse la infraestructura necesaria para manejar volúmenes de importaciones significativamente mayores a los que pueden manejarse en la actualidad.

Por otra parte, un retraso en las inversiones para la modernización del parque refinador impactaría no sólo en una mayor necesidad de importaciones de destilados medios, sino además en la necesidad de importar crudos para aligerar la carga del parque refinador, que bajo su actual configuración tendría problemas para procesar una canasta previsiblemente más pesada. Nuevamente, el riesgo de desabastecimiento en este caso únicamente tendría lugar en caso de no llevarse a cabo el desarrollo de la infraestructura de importación necesaria.

B. Riesgos operacionales/Emergencias

El análisis de riesgos operacionales no considera la variable temporal, dado que su probabilidad de ocurrencia es independiente del tiempo. A continuación se enumeran los principales riesgos operacionales identificados:

Riesgos operacionales

| | | Evento | Causa | |
|----------------------------------|--|--|------------|--|
| Operacional / Emergencias | Problema en refinería (Disminución en carga, parada parcial o parada completa) | I Falla en suministro de crudo | Transporte | Hurtos |
| | | | | Acciones malintencionadas |
| | | | | Fallas inventarios |
| | | | | Paro mantenimiento |
| | | | | Fallas terreno |
| | | | Producción | Desastre natural |
| | | | | Falla humana |
| | | | | Desastre natural |
| | | | | Paro laboral |
| | | | | Falla de equipo/ mantenimiento/prácticas operacionales deficientes |
| | Falla en algún equipo o planta | Falla humana | | |
| | | Desastre natural | | |
| | | Accidentes / Eventos ambientales (1) | | |
| | | Paro laboral | | |
| | | | | |
| Interrupción en poliducto | II Hurtos | Acciones mal intencionadas de 3ros | | |
| | | Paradas de mantenimiento | | |
| | | Fallas inventarios | | |
| | | Fallas terreno | | |
| | | Problema con interfase entre baches | | |
| | | Falla operacional (instrumentos, sistema eléctrico, etc) | | |
| Fallas de calidad de productos | III Producción fuera de especificación | Problema con interfase entre baches | | |
| | | Mezcla en terminal mayorista | | |
| | | | | |
| Cierre de terminal marítimo | IV Accidentes / Eventos ambientales (1) | | | |
| Cierre de una terminal mayorista | V Accidentes / Eventos ambientales (1) | Plan ordenamiento territorial | | |
| | | Prácticas operacionales deficientes | | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- I. Parada parcial o completa en una refinería (se consideran parada parcial o disminución de carga en cualquiera de las dos plantas, y parada completa en Barrancabermeja o en Cartagena)
 - Falla en suministro de crudo: interrupciones en uno o varios campos productores (fallas humanas, paro laboral o desastre natural) o en uno o varios tramos del sistema de transporte (hurtos, ataques terroristas, manejo de inventarios, paros de mantenimiento, fallas en el terreno, desastres naturales) afectan la carga normal de la refinería.
 - Falla en alguna planta: por falta de mantenimiento, fallas humanas o desastres naturales se produce una parada inesperada de una o más plantas que interrumpen el normal funcionamiento de la refinería
 - Paro laboral: imposibilidad de operar en forma total o parcial la refinería por falta de personal

Se consideran tres tipos genéricos de parada por fallas en plantas, en función del tipo de planta o equipo afectado:

- Separación primaria (Destilación atmosférica y vacío): reduce carga a la refinería, requiere almacenamiento de crudo o evacuarlo por otras vías, impactando en la disponibilidad final de productos
- Unidades de Conversión (FCC): reducen la cantidad y calidad de productos
- Servicios Industriales (*Utilities*): una interrupción en el suministro eléctrico (por ejemplo, por interrupciones en el suministro de gas, o un rayo sobre una subestación eléctrica). En el caso de Barrancabermeja, este riesgo está limitado por la posibilidad de conexión al Sistema Interconectado.

II. Interrupción en poliducto

- Se produce una interrupción en algún tramo del sistema que impacta en el abastecimiento a distribuidores mayoristas provocada por una o varias de las siguientes causas: hurtos, actos malintencionados, paradas por mantenimiento, fallas operacionales en el manejo de inventarios, deslizamientos por fallas en el terreno, problemas con interfases, fallas en equipos y/o prácticas operacionales deficientes.

III. Fallas de calidad de productos

- Producción fuera de especificación: el producto sale de la refinería fuera de especificación
- Problemas con interfase entre baches: al momento de realizarse los cortes en las estaciones de entrega, se producen mezclas que afectan la calidad de productos
- Mezcla en terminal mayorista: el producto es recibido en condiciones apropiadas, pero despachado a los distribuidores minoristas fuera de especificación

IV. Cierre de una terminal marítima (de importación)

- Incendio en uno o más tanques de almacenamiento
- Evento ambiental requiere la interrupción

V. Cierre de una terminal mayorista

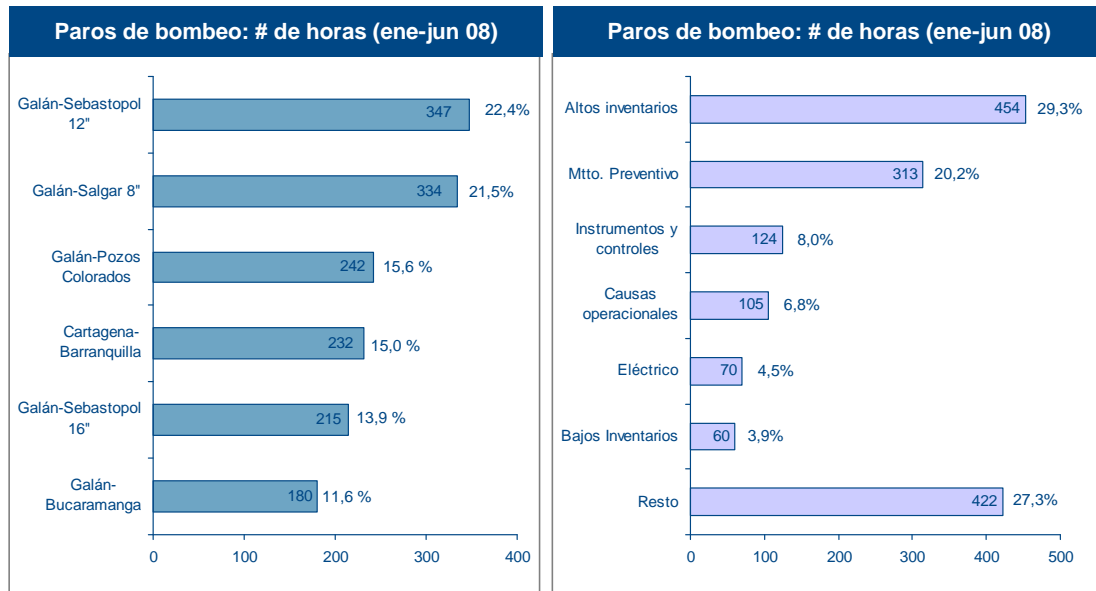
- Incendio en uno o más tanques de almacenamiento o un evento ambiental provocan la necesidad de cerrar la terminal
- Autoridades nacionales o regionales exigen el cierre de una o varias plantas o impiden la ampliación del parque de tanques por su cercanía a establecimientos urbanos
- Prácticas operacionales rezagadas respecto a las indicadas según mejores prácticas internacionales incrementan la probabilidad de ocurrencia

El análisis de probabilidad de ocurrencia de los eventos fue realizado en base a la información estadísticas en los casos en que se contaba con dicha información suministrada por ECOPETROL y la visión de los agentes de la cadena recogida en las distintas entrevistas y talleres realizados en otros casos.

En el caso de interrupciones en el sistema de poliductos, se observa que el sistema Galán-Sebastopol (principalmente en la línea de 12“) es el que presenta un mayor número de horas de interrupción en el primer semestre de 2008. Problemas de manejos

de inventarios constituyen la primera causa de interrupciones, representando cerca de una tercera parte total de las horas. La segunda causa de las interrupciones en el transporte fueron las paradas por mantenimiento preventivo (20% del total).

Riesgos de disponibilidad de recursos



Fuente: ECOPEPETROL

Teniendo en cuenta dichos indicadores, y a partir de un análisis cualitativo para los eventos para los cuales no se disponen estadísticas, los riesgos operacionales fueron clasificados de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia. La misma fue medida en términos de la frecuencia con que se han producido durante los últimos años, arrojando los siguientes resultados:

Riesgos operacionales/emergencias - Probabilidad

| Evento | Causas | Frecuencia | | | | Comentario |
|--|--|------------|---|-----|---|--|
| | | A | B | C | D | |
| Parada parcial o reducción en carga de crudo en refinерías | Falta de crudo | | ✓ | | | Principalmente por voladuras en sistemas troncales (Provenir-Vasconia-Barranca, Caño Limón-Ayacucho) |
| | Falla en una planta | | | | ✓ | Por su configuración de múltiples plantas y capacidad de almacenamiento de intermediarios, los eventos críticos solo tienen el efecto de reducción parcial de la carga |
| | Paro laboral | | | ✓ | | |
| Parada completa de Barrancabermeja | Falta de crudo | ✓ | | | | Muy difícil, debería ocurrir interrupción mayor a 8 días en el tramo Provenir-Vasconia-Barranca |
| | Falla en plantas | | ✓ | | | Debe ser plantas críticas, fallas propagables o <i>utilities</i> (sistema eléctrico, aunque cuenta back-up a la red) |
| | Paro laboral | | ✓ | | | Solo un paro donde se unan el personal sindicalizado y el de confianza podría causar una parada total |
| Parada completa de Cartagena | Falta de crudo | ✓ | | | | Improbable, cuenta con alternativa sencilla de importación |
| | Falla en una planta | | ✓ | | | |
| | Paro laboral | | ✓ | | | Solo un paro donde se unan el personal sindicalizado y el de confianza podría causar una parada total |
| Interrupción poliducto | Hurtos | | | | ✓ | |
| | Acciones malintencionadas | | | ✓ | | |
| | Paradas mantenimiento | | | | ✓ | Principalmente por mantenimiento preventivo |
| | Fallas en inventarios | | | | ✓ | |
| | Fallas de terreno | | ✓ | | | |
| | Problemas con interfases | | ✓ | | | Observado en destilados medios (ej. Yumbo) |
| | Fallas operacionales en equipos | | | | ✓ | |
| Fallas en calidad de productos | Producción fuera de especificación | | ✓ | | | |
| | Problemas con interfases entre baches | | | ✓ | | Ej: jet fuel en terminal Yumbo |
| | Mezcla en terminal mayorista | | ✓ | | | |
| Cierre terminal marítima | Accidentes / Eventos ambientales | Líquidos | ✓ | GLP | | |
| Cierre de una terminal mayorista | Accidentes / Eventos ambientales | ✓ | | ✓ | | Líquidos: prácticas internacionales en plantas mayoristas GLP: condiciones de seguridad limitadas en algunos casos |
| | Cierre de planta o restricción para expandir tancaje por cercanía a establecimiento urbano | | ✓ | | | |

| | |
|---|--|
| A | Alguna vez ocurrió en la industria |
| B | Alguna vez ocurrió en Colombia |
| C | Ocurrió varias veces en Colombia |
| D | Ocurre más de una vez al año en Colombia |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Para evaluar el impacto de dichos eventos, se consideraron dos criterios principales: el impacto geográfico y el tiempo crítico. El primero se refiere al número de ciudades afectadas en caso de ocurrir el evento, en un ranking que va de 1 a 4, siendo mayor el puntaje asignado cuanto mayor sea el número de ciudades afectadas. Así, por ejemplo, se asigna un número 1 a aquellos eventos cuyo impacto es únicamente localizado, y un número 4 a aquellos eventos cuya ocurrencia afecta a 5 o más ciudades.

El tiempo crítico está definido como el número de días de interrupción que provocan impacto en el abastecimiento. Nuevamente, se utiliza un ranking que va de 1 a 4; cuanto menor es el número de días que se requieren para que el evento provoque situaciones de desabastecimiento mayor es el puntaje asignado al mismo. De esta forma, un evento con

potencial de generar situaciones de desabastecimiento en caso de extenderse por 10 o más días recibe un puntaje de 1, mientras que uno capaz de generarlas en caso de extenderse por menos de 3 días recibe el máximo puntaje (4).

Dicho análisis fue realizado en forma separada para combustibles líquidos y gas licuado de petróleo. Los resultados de dicho análisis se exponen en la tabla que sigue:

Riesgos operacionales/emergencias – Impacto potencial

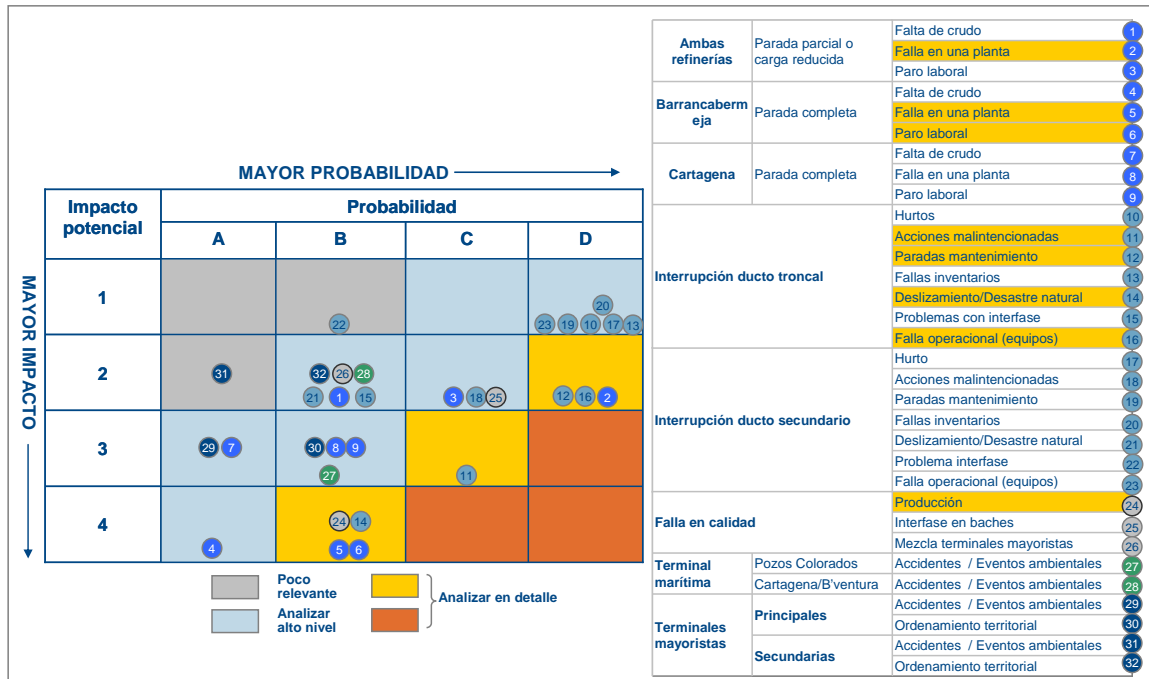
| Evento | Causa | | Líquidos | | | GLP | | |
|--|------------------------------------|-----------------|------------|---------------|---------|------------|---------------|---------|
| | | | Geográfico | Días críticos | Impacto | Geográfico | Días críticos | Impacto |
| Ambas refinерías | Parada parcial o reducción carga | Falta de crudo | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| | | Falla en planta | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| | | Paro laboral | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| Refinería Barrancabermeja | Parada completa | Falta de crudo | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| | | Falla en planta | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| | | Paro laboral | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| Refinería Cartagena | Parada completa | Falta de crudo | 3.0 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 2.5 | 2.8 |
| | | Falla en planta | 3.0 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 2.5 | 2.8 |
| | | Paro laboral | 3.0 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 2.5 | 2.8 |
| Interrupción poliducto troncal | Hurto | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| | Acciones malintencionadas | | 4.0 | 2.0 | 3.0 | 4.0 | 4.0 | 4.0 |
| | Paradas de mantenimiento | | 3.0 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.0 | 3.0 |
| | Fallas de inventarios | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 2.0 | 1.5 |
| | Deslizamientos/Desastres naturales | | 4.0 | 3.0 | 3.5 | 4.0 | 3.0 | 3.5 |
| | Problema interfase | | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| | Falla operacional (equipos) | | 2.0 | 1.0 | 1.5 | 1.0 | 3.0 | 2.0 |
| Interrupción poliducto secundario | Hurto | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| | Acciones malintencionadas | | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| | Paradas de mantenimiento | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| | Fallas de inventarios | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| | Deslizamientos/Desastres naturales | | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| | Problema interfase | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 2.5 | 1.8 |
| | Falla operacional (equipos) | | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| Falla en calidad | Producción | | 3.5 | 3.0 | 3.3 | 3.5 | 3.0 | 3.3 |
| | Interfase en baches | | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 2.0 | 3.0 | 2.5 |
| | Mezcla terminales mayoristas | | 1.5 | 2.0 | 1.8 | 1.5 | 3.0 | 2.3 |
| Terminal marítima Pozos Colorados | Accidentes / Eventos ambientales | | 4.0 | 2.0 | 3.0 | 4.0 | 1.5 | 2.8 |
| Terminal marítima Cartagena/Buenaventura | Accidentes / Eventos ambientales | | 2.0 | 1.0 | 1.5 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| Terminales mayoristas ppales. | Accidentes / Eventos ambientales | | 2.0 | 3.0 | 2.5 | 2.0 | 4.0 | 3.0 |
| Terminales mayoristas secundarias | Ordenamiento territorial | | 2.0 | 3.0 | 2.5 | 2.0 | 4.0 | 3.0 |
| Terminales mayoristas secundarias | Accidentes / Eventos ambientales | | 1.0 | 2.0 | 1.5 | 1.0 | 2.5 | 1.8 |
| Terminales mayoristas secundarias | Ordenamiento territorial | | 1.0 | 2.0 | 1.5 | 1.0 | 2.5 | 1.8 |

| Alcance geográfico | | Tiempo crítico | |
|--------------------------|---|----------------|---|
| Localizado | 1 | 10+ días | 1 |
| 1-3 ciudades aguas abajo | 2 | 5-10 días | 2 |
| 3-5 ciudades aguas abajo | 3 | 3- 5 días | 3 |
| > 5 ciudades aguas abajo | 4 | < 3 días | 4 |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El análisis combinado de probabilidad e impacto, tanto para combustibles líquidos como para GLP se resume en matrices que permiten identificar y priorizar aquellos eventos considerados más críticos.

Riesgos operacionales/emergencias – Frecuencia vs. Impacto (combustibles líquidos)



Fuente: Análisis Arthur D. Little

La tabla que figura junto a la matriz de riesgos señala en colores naranja y rojo aquellos riesgos operacionales más críticos, teniendo en cuenta el análisis conjunto de probabilidad e impacto.

Entre los eventos con impacto en la infraestructura de refinación, se consideran como más críticos una parada parcial en alguna de las refinерías por fallas en una o más equipos, teniendo cuenta que es la principal causa detrás de las paradas parciales observadas, si bien su impacto es limitado.

Una parada completa en Barrancabermeja es el riesgo con mayor impacto en caso de ocurrir. Consideramos muy poco probable que dicho evento se produzca por fallas en el suministro de crudo ya que si bien las estadísticas muestran interrupciones en los principales tramos del sistema de oleoductos, la disponibilidad de inventarios equivalentes a aproximadamente 6 días de carga otorga un colchón difícilmente superado. En cambio, consideramos más probable una parada completa causada por una falla en una o más plantas críticas o por un paro laboral.

En el primer caso, es importante destacar que dado el desarrollo en distintas etapas de la refinерía, la misma presenta elevados niveles de redundancia en la mayoría de los procesos. Consideramos en este sentido que el mayor riesgo por el lado de las unidades

de proceso está asociado a eventos con impacto en las unidades de destilación (dado que limita completamente la operación), en las unidades de manejo de fondos (que en términos relativos presentan menor redundancia), en las unidades de conversión (craqueo catalítico en la actualidad, hidrocraqueo en el futuro) y en las unidades de hidrot ratamiento. Adicionalmente, se considera que interrupciones en el suministro o fallas mayores en las principales plantas de servicios industriales (*utilities*), como gas y electricidad –por ejemplo por desastres naturales– son situaciones con potencial de provocar paradas completas.

En el caso de paradas completas por paros laborales, es importante mencionar que ECOPETROL cuenta con planes de contingencia para continuar operando la refinería en estos casos, reduciendo la probabilidad de ocurrencia.

Otro evento que se considera crítico es una interrupción en alguno o varios tramos del sistema de transporte troncal (básicamente Barranca-Sebastopol-Salgar). Del análisis surge que las principales causas a ser consideradas son acciones malintencionadas o deslizamientos por fallas en terreno o desastres naturales (con probabilidad relativamente baja pero alto impacto en caso de ocurrir) y paradas por mantenimiento o fallas operacionales en equipos (instrumentos, sistemas de control, sistema eléctrico), dada la alta frecuencia de los mismos. Es importante notar que las interrupciones por mantenimiento preventivo se diferencian del resto en que son por su naturaleza previsible, y por lo tanto su impacto puede ser amortiguado con medidas transitorias como aumentos extraordinarios en los niveles de inventarios.

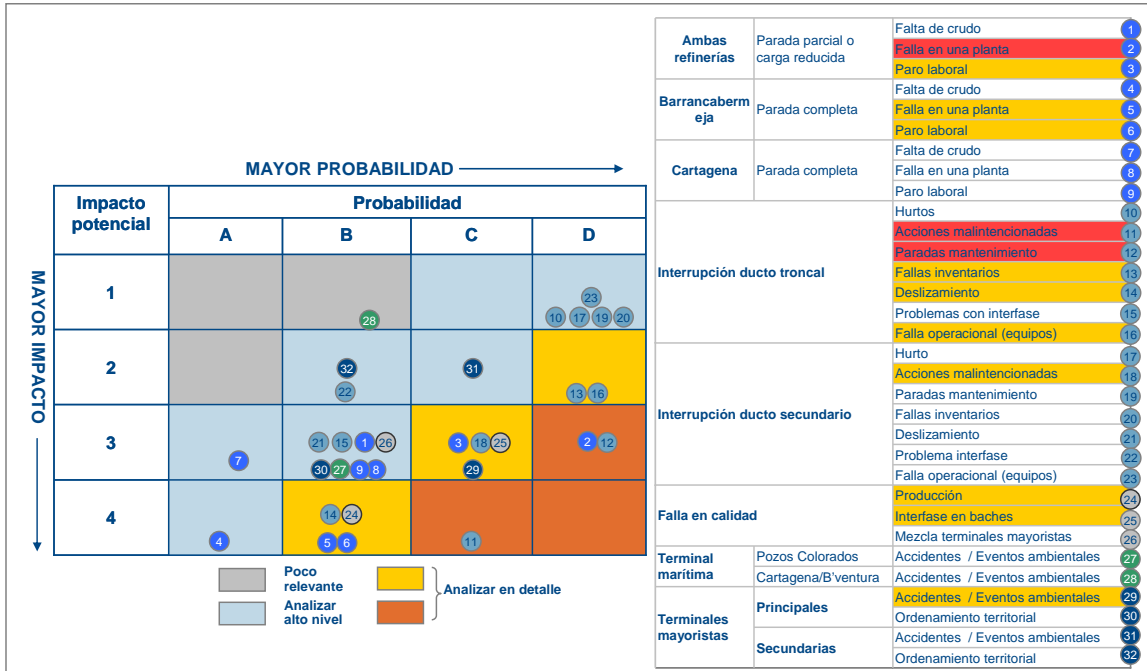
Finalmente, se considera como un evento crítico una falla en la calidad del producto a la salida de la refinería, que puede ser considerado un caso particular de falla en alguna planta o proceso de la refinería, pero es considerado en forma aislada.

El análisis de riesgo para GLP muestra resultados similares a los de combustibles líquidos, pero se considera que el impacto potencial ante eventos operacionales es mayor por dos razones principales por las siguientes razones:

- Niveles de inventarios significativamente inferiores: mientras que en gasolinas y ACPM equivalen a más de 15 días, en GLP representan menos de 5 días de consumo
- Infraestructura de importación insuficiente: restricciones en la capacidad de almacenamiento en las terminales portuarias y en la infraestructura de transporte desde los puntos de importación al interior (realizado íntegramente por carro tanques)

Por lo tanto, además de los riesgos destacados en el caso de los combustibles líquidos, se consideran como riesgos operacionales críticos para el GLP fallas en el manejo de inventarios con impacto potencial sobre el sistema de transporte primario, fallas en las calidades por problemas en las interfases entre baches y accidentes o eventos ambientales en alguna terminal mayorista.

Riesgos operacionales/emergencias – Frecuencia vs. Impacto (GLP)



Fuente: Análisis Arthur D. Little

X.B. Biocombustibles

A continuación se describen los principales riesgos identificados en el mercado de biocombustibles.

Listado de riesgos – Biocombustibles

| | Corto Plazo 2009-2010 | | Mediano y Largo Plazo 2011- | | | |
|----------------------------------|---|--|---|---|--|--|
| | Evento ① | Causa | Evento | Causa | | |
| Suministro | Desabastecimiento de materia prima ② | Aspectos climáticos (caída en rendimientos agrícolas) | | | | |
| | | Difícil acceso a tierras para cultivos | | | | |
| | Déficit de Oferta Doméstica | Desabastecimiento de otras materias primas para el proceso de producción | | | | |
| | | Continuo aumento en el precio de las commodities agrícolas | | | | |
| | | Aumento en requerimientos a E20 y B20 | | | | |
| | | Retrasos en las inversiones en nuevas plantas | Aumento en el precio de las commodities agrícolas | | | |
| | | Incertidumbre de la política actual de precios | Bajo crecimiento del mercado doméstico de biocombustibles | | | |
| | | | Tensión para liberar el mercado por el creciente costo fiscal de la política actual | | | |
| | | | Falla en importaciones ③ | Infraestructura insuficiente | | |
| | | | | Baja disponibilidad de biocombustibles en los mercados regionales | | |
| Operacional/ Emergencia | Falla de destilería/ planta biodiesel ① | Falla técnica | Falla equipos | | | |
| | | | Falla humana | | | |
| | | | Desastre natural | | | |
| Fallas en la distribución ② | | Insuficiente oferta de camiones con los requerimientos técnicos necesarios | | | | |
| | | Deficiencias en la infraestructura vial para la distribución por camión | | | | |
| | | Dificultades técnicas para almacenamiento | | | | |
| Fallas de calidad de productos ③ | | Producción fuera de especificación | | | | |
| | | Mezcla en terminal mayorista | | | | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

A. Riesgos de Disponibilidad de Recursos

1. Desabastecimiento de materia prima

- Aspectos climáticos: una fuerte reducción en los rendimientos del sector cañero o la afectación de una porción importante del área sembrada de palma (por ejemplo, por un desastre natural) restringe el abastecimiento de materia prima. En el caso de la palma, de ocurrir, es altamente probable que la situación se extienda en el tiempo (plazo requerido para puesta en producción de 30-36 meses)
- Difícil acceso a tierras para cultivos: dado que las plantas necesitan asegurar las materias primas es bastante difícil encontrar grandes extensiones de hectáreas libres para cultivar o en caso de estar ocupadas

el precio de compra o arrendamiento de las tierras puede afectar la viabilidad económica de los proyectos.

- Desabastecimiento de otras materias primas en el proceso de producción; Este es el caso del metanol requerido para el proceso de producción de biodiesel el cual se ha sufrido un incremento en las importaciones dada la puesta en marcha de los proyectos de biodiesel

2. Déficit oferta doméstica

En términos generales identificamos cinco grandes riesgos con potencial de comprometer los volúmenes de etanol y biodiesel requeridos:

- Continuo aumento de los precios internacionales de los productos agrícolas: Este riesgo incrementa el costo de oportunidad de las materias primas utilizadas en la producción de biocombustibles
- Aumento en los cortes requeridos: si bien aún no existe certeza respecto a los volúmenes de mezcla en el mediano y largo plazo, las autoridades regulatorias están evaluando la posibilidad de incrementarla a niveles del 20%. De acuerdo a las proyecciones de demanda, la actual capacidad instalada sería insuficiente para atender estos volúmenes. Aunque existen numerosos proyectos de nuevas plantas, demoras en la puesta en marcha de los mismos comprometerían el abastecimiento con producción local
- Retrasos en la entrada de nuevas plantas: Se pueden presentar retrasos por desincentivos provenientes de los precios de los productos agrícolas o por bajo crecimiento del mercado interno acompañado de bajas perspectivas de exportación.

Aún asumiendo que se llevan a cabo en tiempo los proyectos de inversión en nuevas plantas, la mayor incertidumbre está asociada a la sostenibilidad del actual esquema de incentivos que blinda a los productores locales (asegura la conveniencia de la utilización de la materia prima para producción de biocombustibles vs. otras alternativas). La continuidad de dicho esquema se vería amenazada en caso que el subsidio requerido se vuelva insostenible por la escalada de precios internacionales, aumentos en los niveles de corte requeridos o ambos factores en forma simultánea.

3. Falla en importaciones (en caso de déficit de oferta)

- Infraestructura insuficiente: deficiencias en la infraestructura portuaria o en la logística primaria hacia las terminales mayoristas limitan las importaciones requeridas para atender el déficit
- Baja disponibilidad en mercados regionales: la existencia de un único gran exportador en la región (Brasil) dificulta el suministro

A continuación se presenta la evaluación cualitativa de los riesgos de suministro

Riesgos de disponibilidad de suministro – Probabilidad de ocurrencia

| | Riesgo | Causas | Probabilidad | Comentarios |
|---------------------|---|--|--|---|
| Corto plazo | Desabastecimiento de materia prima | Aspectos climáticos (caída en rendimientos agrícolas) | Baja - Media | Existe amplia experiencia en los ingenios azucareros en la producción de caña de azúcar; sin embargo en términos de palma de aceite se podría presentar retrasos en el corto plazo según señalan de la IAPAF desde algunas enfermedades de la palma |
| | | Difícil acceso a tierras para cultivos | Media | Algunos proyectos de biodiesel se han retrasado por dificultades para garantizar las materias primas. Alto costo de arrendamiento de tierras afecta las economías de los proyectos |
| Medio – largo plazo | Déficit de oferta doméstica | Desabastecimiento de materias primas para el proceso de producción | Baja-Media | Por ejemplo desabastecimiento de metanol para la producción de biodiesel. |
| | | Continuo aumento en el precio de las commodities agrícolas | Baja-Media | El aumento en el precio de productos agrícolas puede desincentivar la construcción de nuevas plantas de etanol dedicadas. |
| | | Aumento en requerimientos de las mezclas obligatorias | Media | Aun se está definiendo la política para el fortalecimiento de la demanda de biocombustibles. En el mediano plazo se podría dar un aumento de la mezcla obligatoria o un impulso al uso de los carros flex fuel. |
| | | Retrasos en las inversiones en nuevas plantas | Media - Alta | Se ha presentado retrasos en los proyectos existentes |
| | | Inestabilidad en la política actual de precios | Media | El aumento de la CONPES invita al gobierno a establecer mecanismos de desmonte de los subsidios en el mediano y largo plazo |
| | Falla en importaciones | Infraestructura insuficiente | Baja | Solo se requeriría en el evento en que la producción nacional fuera interrumpida temporalmente |
| | Baja disponibilidad de biocombustibles en los mercados regionales | Baja-Media | Brazil está desarrollando un plan para ampliar su producción de etanol y en casi todos los países latinoamericanos se están desarrollando programas de promoción a esta industria. Sin embargo actualmente sólo Brasil está en condiciones de abastecer volúmenes significativos | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Como se observa en la tabla los riesgos de mayor probabilidad de ocurrencia son déficit en la oferta doméstica debido a retrasos en las inversiones en nuevas plantas y aumentos en los requerimientos de mezclas obligatorias.

El impacto potencial de cada uno de estos eventos es medido de acuerdo al volumen de mercado potencialmente afectado (medido como porcentaje de la demanda estimada de separadamente para etanol y para biodiesel). Con base en este análisis, se obtienen los siguientes resultados:

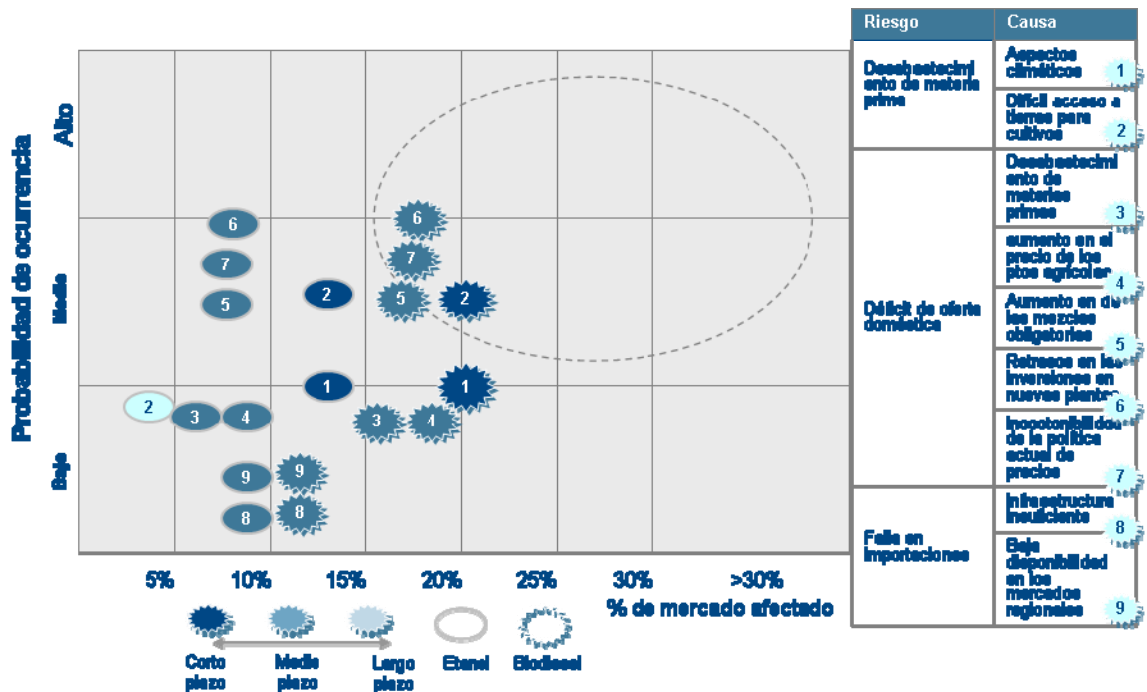
Riesgos de disponibilidad de suministro – Impacto potencial

| | Riesgo | Mercado Afectado | Comentarios |
|---------------------|------------------------------------|--------------------------|--|
| Corto plazo | Desabastecimiento de materia prima | Etanol 10%-15% | Asumiendo que la falta de materia prima afecta en el 50% la producción de una de las plantas actuales |
| | | Biodiesel 20% | Asumiendo que una de las plantas solo puede trabajar al 50% de su capacidad por escasez de aceite de palma. |
| Medio – largo plazo | Déficit de oferta doméstica | Etanol 10% | Asumiendo que no entraran en línea todos los nuevos proyectos y se incrementa la demanda por encima del nivel E10. |
| | | Biodiesel 15%-20% | En el caso del biodiesel si no entran nuevas plantas el impacto es mayor dado la creciente demanda en el mediano y largo plazo |
| | Falla en importaciones | Etanol 10% | La infraestructura de importación es crítica para el etanol. Asumiendo que la flota total de carro tanques tiene una capacidad máxima de distribución alrededor del 10.000 barriles día, en un escenario E20 se podrían desabastecer alrededor de 2000 Bld |
| | | Biodiesel 10% | Aunque se podrían utilizar las mismas facilidades de importación de diesel se podrían presentar problemas para la distribución del mismo al interior del país en un estado puro. |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Finalmente, al análisis combinado de probabilidad de ocurrencia e impacto potencial se resumen en la siguiente matriz:

Riesgos de disponibilidad de recursos



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Dado el análisis combinado de probabilidad de ocurrencia e impacto, los riesgos de mayor impacto en el suministro:

- Desabastecimiento de materia prima por difícil acceso a tierras
- Déficit en la oferta doméstica por retrasos en las nuevas plantas
- Déficit en la oferta doméstica por insostenibilidad de la política actual de precios

B. Riesgos operacionales/Emergencias

I. Parada de destilería / planta biodiesel:

- Interrupción en la producción de alguna planta por fallas operacionales causadas por errores humanos, falta de mantenimiento, problemas con la calidad de la materia prima o un desastre natural

II. Fallas en la distribución

- Ante una situación de emergencia que reduce la disponibilidad de carro tanques, se producen interrupciones en el suministro a las terminales mayoristas.
- Deficiencias en la infraestructura vial: dado que toda la distribución es por carro tanques y la producción es bastante concentrada en algunas zonas del país, cierres en las carreteras que conducen al interior podrían generar desabastecimiento parcial.
- Dificultades de almacenamiento: Dificultades para el manejo de etanol y biodiesel puros para el transportador y en las facilidades de los mayoristas

III. Fallas en la calidad de productos

- Producción fuera de especificación: el biocombustible producido no cumple con las especificaciones requeridas para ser mezclado con los combustibles líquidos
- Mezcla en terminal mayorista: por tratarse de productos biodegradables, demoras en el *mezclado* con combustibles en terminales provocan la pérdida de especificaciones requeridas

Los riesgos operacionales al igual que los riesgos de suministro fueron evaluados según su probabilidad de ocurrencia teniendo como base estadísticas de problemas operacionales o la percepción expresada por los actores en las entrevistas realizadas:

Riesgos operacionales (Producción) – Frecuencia

| Evento | Causas | Frecuencia | | | | Comentario |
|---|--|------------|---|---|---|---|
| | | A | B | C | D | |
| Parada de destilería/ planta biodiesel | Falla de Equipos | | | ✓ | | Principalmente en la puesta en marcha de las plantas por lo cual se tuvo que posponer la entrada en algunas zonas del país al programa de mezclas obligatoria |
| | Falla humana | | ✓ | | | Al utilizarse nuevas tecnologías se han registrado fallas por problemas en la operación |
| | Desastre Natural | ✓ | | | | |
| Fallas en la distribución | Ineficiente oferta de carro tanques con los requerimientos técnicos necesarios | | ✓ | | | Aun el mercado es muy pequeño para agotar la capacidad de la flota de carro tanques |
| | Deficiencias en la infraestructura vial para la distribución por carro tanque | | | | ✓ | Continuos derrumbes en vías como "la Línea" impiden el paso de los carro tanques hacia el interior |
| | Dificultades técnicas para almacenamiento | | | ✓ | | Ya se identificó este problema para el biodiesel y los mayoristas están trabajando en la solución |
| Fallas de calidad de productos | Producción fuera de especificación | | ✓ | | | Se están implementando mejores medidas de control |
| | Mezcla en terminal mayoría | | ✓ | | | |

| | |
|---|--|
| A | Alguna vez ocurrió en la industria |
| B | Alguna vez ocurrió en Colombia |
| C | Ocurrió varias veces en Colombia |
| D | Ocurre más de una vez al año en Colombia |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Para valorar los riesgos en materia de impacto potencial se combinaron dos variables: el impacto geográfico y los días críticos. Para los biocombustibles el impacto geográfico de estimo como el porcentaje potencial de demanda desatendida en caso de presentarse el evento. En cuanto los días críticos hacen referencia al número de días máximo que se puede presentar el evento sin que genere impacto en el abastecimiento. Es decir que debido a que existen unos inventarios en algunos partes de la cadena de abastecimiento, entre mas días de inventario existan menor es el impacto en el abastecimiento.

Riesgos operacionales (Producción) – Impacto Potencial

| Evento | Causa | | Impacto | | |
|--|--|------------------|------------|-------------------|---------|
| | | | Geográfico | Días críticos (1) | Impacto |
| Parada de destilería/ planta biodiesel | Falla técnica | Falla equipos | 3,0 | 2,0 | 2,5 |
| | | Falla humana | 3,0 | 2,0 | 2,5 |
| | | Desastre natural | 3,0 | 2,0 | 2,5 |
| Fallas en la distribución | Insuficiente oferta de cerrotanques con los requerimientos técnicos necesarios | | 4,0 | 1,0 | 2,5 |
| | Deficiencias en la infraestructura vital para la distribución por carro tanque | | 4,0 | 1 | 2,5 |
| | Dificultades técnicas para el macedamiento | | 4,0 | 1 | 2,5 |
| Fallas de calidad de productos | Producción fuera de especificación | | 2,0 | 2 | 2,0 |
| | Mezcla en terminal mayorista | | 2,0 | 2 | 2,0 |

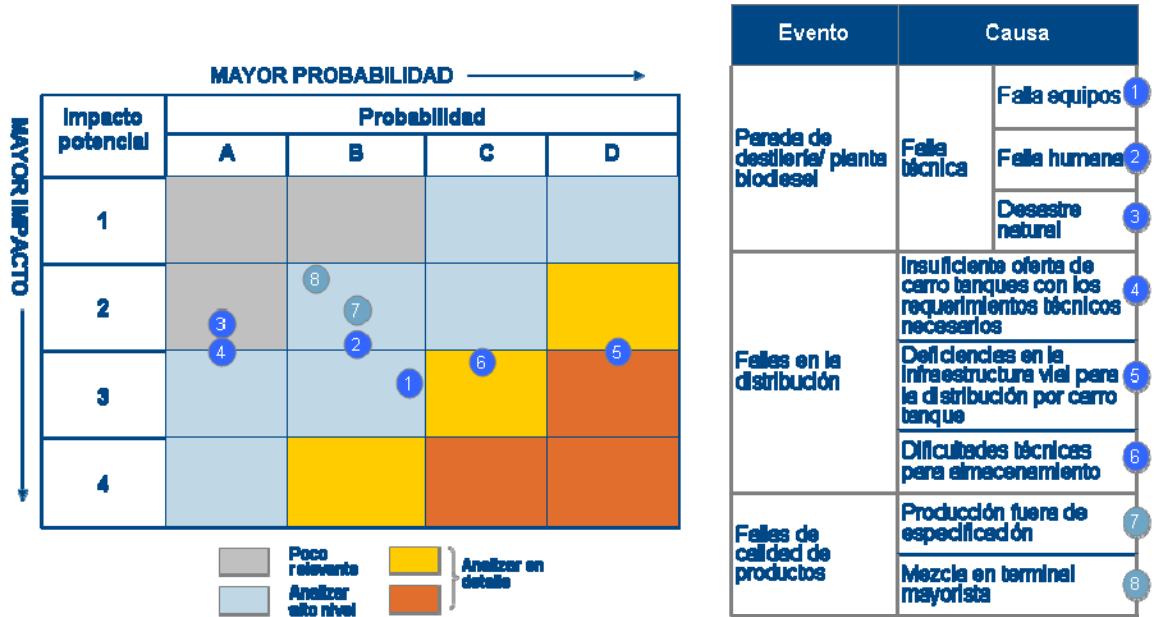
| | | | |
|-----------|---|-----------|---|
| Localidad | 1 | 10+ días | 1 |
| <10% | 2 | 6-10 días | 2 |
| 10%-20% | 3 | 3- 6 días | 3 |
| >20% | 4 | <3 días | 4 |

(1) Días de interrupción que producen impacto en el abastecimiento

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Finalmente al combinar el análisis de frecuencia e impacto potencial se obtiene la siguiente matriz de riesgos:

Riesgos operacionales/emergencias – Frecuencia vs. Impacto (GLP)



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Como resultado del análisis se obtiene que los riesgos más prioritarios desde el punto de vista operacional son:

- Dificultades técnicas para el almacenamiento
- Deficiencias en la infraestructura vial

En conclusión Consideramos que el riesgo de disponibilidad más significativo está asociado a la sostenibilidad del esquema regulatoria actual donde los productores reciben importante subsidios para garantizar su costos de oportunidad y desde el punto de vista operacional los mayores riesgos vienen dados por fallas potenciales en el sistema de distribución.

X.C. Gas Natural

A continuación se describen los principales riesgos identificados en el mercado de Gas Natural.

Análisis de riesgos – Gas Natural

| | Corto Plazo | | Mediano Plazo | | Largo Plazo | |
|----------------------------|----------------------------------|--|--|--|--|---|
| | 2009-2010 | | 2011-2013 | | 2014- | |
| | Evento | Causa | Evento | Causa | Evento | Causa |
| Disponibilidad de recursos | 1 | Señales de precios inadecuadas | 8 | Falta de inversión en E&P | 10 | Marco regulatorio inapropiado / Falta de coordinación entre agentes |
| | | El factor R/P no refleja las necesidades reales del mercado | | | | |
| | 2 | Sequia - bajo nivel de embalses para suministro hídrico | Falta de nuevas fuentes de suministro (en Colombia) | Fracaso exploratorio | Falta de nuevas fuentes de suministro (externas) | Atrativo de mercado insuficiente |
| | | Capacidad contratada de transporte inferior a contrato de suministro (generación térmica en el interior) | | | | |
| | | Retraso en aumento de compresión en La Guajira | 9 | Problemas políticos - relaciones bilaterales | | |
| | | Retraso en desarrollo de Gibraltar y La Creciente | | | | |
| | | Retraso aumento de producción de Cusiana | | | | |
| | | 6 | Falta coordinación entre agentes / Incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas | | | |
| | 7 | Retraso y costos de suministro de equipos | | | | |
| Operacional / Emergencias | I | Instalaciones de compresión | Falla humana | | | |
| | | | Mantenimiento | | | |
| | | | Desastre natural | | | |
| | | | Paro de mto. | | | |
| | II | Planta de tratamiento (Cusiana) | Falla humana | | | |
| | | | Mantenimiento | | | |
| | | | Desastre natural | | | |
| | | | Paro de mto. | | | |
| | III | Líneas de flujo | Falla humana | | | |
| | | | Mantenimiento | | | |
| | | Desastre natural | | | | |
| | | Paro laboral | | | | |
| II | Plantas de compresión | Falla humana | | | | |
| | | Mantenimiento | | | | |
| | | Desastre natural | | | | |
| | | Paro de mto. | | | | |
| III | Ruptura de ducto | Actos de terceros | | | | |
| | | Fallas humanas | | | | |
| | | Desastre natural | | | | |
| | | Deslizamiento | | | | |
| III | Mantenimiento | | | | | |
| | Ruptura involuntaria de terceros | | | | | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

A. *Riesgos de Disponibilidad de Recursos*

A continuación se describen brevemente los riesgos identificados con impacto en la disponibilidad de gas natural:

1. Altos incentivos para vender el gas en mercados externos
 - Ante un escenario de elevados precios internacionales, el gas de exportación recibe una mayor remuneración debido a que su precio es determinado por marcadores internacionales. Sin embargo, en el mercado interno dado que el precio del gas para la Guajira y Opon es regulado, aun no refleja las condiciones internacionales. Esta señal de precios podría eventualmente afectar el abastecimiento restringiendo aún más la oferta de nuevo gas en firme o incluso el cumplimiento de contratos ya firmados al compensar el diferencial la penalidad generada por dicho incumplimiento.
 - La relación reservas/producción (R/P) es que la condición que define la disponibilidad de gas para exportación, si este factor no logra capturar efectivamente la totalidad de las posibles demandas futuras se podría presentar un riesgo de disminución de la oferta para el mercado domestico.
2. Demanda extraordinaria de gas
 - Alto despacho térmico ante una reducción en el nivel de los embalses de las represas hidroeléctricas. Este evento se podría incrementar su impacto dado que no existe capacidad de transporte en el tramo ballena-barranca para atender a todas las térmicas de interior en un evento de alto despachos generalizados.
3. Retraso en incrementos previstos en la producción: aumento de compresión La Guajira/ desarrollo de La Creciente y Gibraltar / aumento de la producción de Cusiana.
 - Por estrechez en la industria de ingeniería y construcción o demoras en la capacidad de transporte, se retrasan los proyectos de aumento de producción respecto al cronograma previsto
4. Retraso en aumentos requeridos en la capacidad de transporte
 - Falta de coordinación entre los agentes/ Incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas: ante un esquema de expansión basado en el sistema de “*contract carriage*”, por información asimétrica o diferencia de expectativas (en particular respecto al horizonte de disponibilidad de gas) las partes demoran las expansiones requeridas
 - Mecanismos regulatorios dificultan la expansión: Debido a las dificultades de coordinación entre los agentes se han retrasado expansiones como la del tramo Ballena-Barranca.

- Retraso y costos de suministro de equipos: la fuerte demanda enfrentada por la industria de ingeniería y construcción continúa incrementando los costos de inversión y plazos de ejecución
5. Falta de nuevas fuentes de suministro en Colombia
 - Falta de inversión E&P: cambios en los términos fiscales o en la industria desalientan la inversión en Colombia
 - Retraso en el desarrollo de reservas: en un escenario de nuevos descubrimientos, cambios en los términos fiscales o en la industria retrasan o desalientan el desarrollo de las mismas. Dificultades para comercializar el gas que se descubra dadas algunas restricciones en la capacidad de transporte.
 - Fracaso exploratorio: pese a que las condiciones generales (en la industria y en Colombia en particular) alientan la inversión en E&P, no se producen nuevos descubrimientos por cuestiones geológicas
 6. Falla suministro de gas de Venezuela
 - Problemas políticos o en las relaciones bilaterales con Venezuela restringen los envíos desde Venezuela
 - Disponibilidad de gas en el occidente venezolano: retrasos en el desarrollo de reservas de gas libre impiden el suministro de los volúmenes acordados
 7. Declinación anticipada de algún yacimiento
 - La producción declina a una tasa superior a la proyectada por causas inherentes al yacimiento (e.g. permeabilidad, presión, etc.)
 8. Falta de nuevas fuentes de suministro (en escenario de fracaso exploratorio)
 - Falta de infraestructura para importación de gas: ante un escenario de escasez, cuestiones regulatorias o falta de coordinación entre los agentes impiden o retrasan la construcción de una planta de regasificación de GNL
 - Pese a la existencia de condiciones regulatorias apropiadas, las condiciones de mercado existentes en algunos casos no permiten el recupero de las inversiones requeridas por incrementos sustanciales de los costos o retrasos en la entrega de maquinaria.

A continuación se realiza una evaluación cualitativa de la probabilidad de ocurrencia de estos eventos:

Riesgos de disponibilidad de suministro – Probabilidad de ocurrencia

| | Riesgo | Causas | Probabilidad | Comentarios |
|--|--|---|--|---|
| Corto plazo | Altos incentivos para vender el gas en mercados externos | Señales de precios inadecuadas | Baja | Aunque actualmente las exportaciones superan los volúmenes contratados, esto se debe principalmente a que en la coyuntura actual la demanda (física) está satisfecha (despacho moderado de las térmicas en el interior) y por saturación en la capacidad de transporte al interior del país |
| | | El factor R/P no refleja las necesidades reales del mercado | Media | Este factor puede ser sobreestimado porque aunque la regulación lo contempla, si los agentes no informan la totalidad de las solicitudes en firme que reciban no se podrá reflejar la demanda futura. |
| | Demanda extraordinaria de gas | Sequía, bajo nivel de embalses | Media - Alta | Ante estrechez actual, situación con potencial de interrupción a usuarios residenciales sin contratos en firme (decreto de abastecimiento prioriza suministro a usuarios con contratos) o a térmicas (capacidad de transporte insuficiente) |
| | Retraso en aumento de compresión en La Guajira | Retraso y aumento en costo de suministros de equipos | Baja | Las obras y contrataciones se encontrarían en línea con el cronograma establecido |
| | Retraso en el desarrollo de Gibraltar y La Creciente | | Baja | |
| | Retraso aumento de producción de Cusiana | | Baja | |
| | Retraso en aumento de capacidad de transporte | Falta de coordinación de los agentes / Incertidumbre respecto a la disponibilidad | Media - Alta | Actualmente es la principal causante de incertidumbre particularmente para el abastecimiento en el interior del país |
| | | Retraso y aumento en costo de suministros de equipos | Media | La industria internacional de ingeniería y construcción enfrenta una fuerte demanda, aunque actualmente la presión está descendiendo |
| Declinación anticipada de algún yacimiento | Características geológicas del yacimiento y plan de desarrollo | Baja - Media | Inversión apreciable en caracterización de los yacimientos e inversión en tecnología de producción | |

| | Riesgo | Causas | Probabilidad | Racional |
|---------------------|---|---|--------------|--|
| Medio – largo plazo | Falta de nuevas fuentes en Colombia | Falta de inversión en E&P | Baja-Media | Dudas en prospectividad en Colombia; Términos fiscales en Colombia entre los más atractivos de la región; sin embargo existe incertidumbre por posible cambio de reglas |
| | | Fracaso exploratorio | Media | Altas expectativas de descubrimientos importantes en bloques en exploración (principalmente Llayona) |
| | | Retraso en el desarrollo de reservas | Baja-Media | Términos fiscales en Colombia entre los más atractivos de la región; sin embargo existe incertidumbre por posible cambio de reglas |
| Medio – largo plazo | Falla suministro de gas de Venezuela | Problemas políticos – Relaciones bilaterales | Baja-Media | Cierta incertidumbre ante el aumento en la tensión política en los últimos tiempos |
| | | Disponibilidad de gas en occidente venezolano | Media - Alta | Retraso respecto a los planes originales de exploración en el occidente y de construcción de infraestructura de transporte |
| Largo plazo | Falta de nuevas fuentes de suministro (externo) | Marco regulatorio inapropiado/Falta de coordinación entre agentes | Baja - Media | No se visualizan experimentos regulatorios que pudieran limitar el atractivo de proyectos de este tipo |
| | | Condiciones de mercado insuficientes para planta de gasificación | Baja - Media | Al ser un país exportador neto de recursos hidrocarburíferos el mercado disponible a los precios requeridos para importar gas es insuficiente para el recupero de la inversión requerida |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

El impacto potencial de cada uno de estos eventos es medido de acuerdo al volumen de mercado potencialmente afectado (medido como porcentaje de la demanda estimada de gas). En base a este análisis, se obtienen los siguientes resultados:

Riesgos de disponibilidad de suministro – Impacto potencial

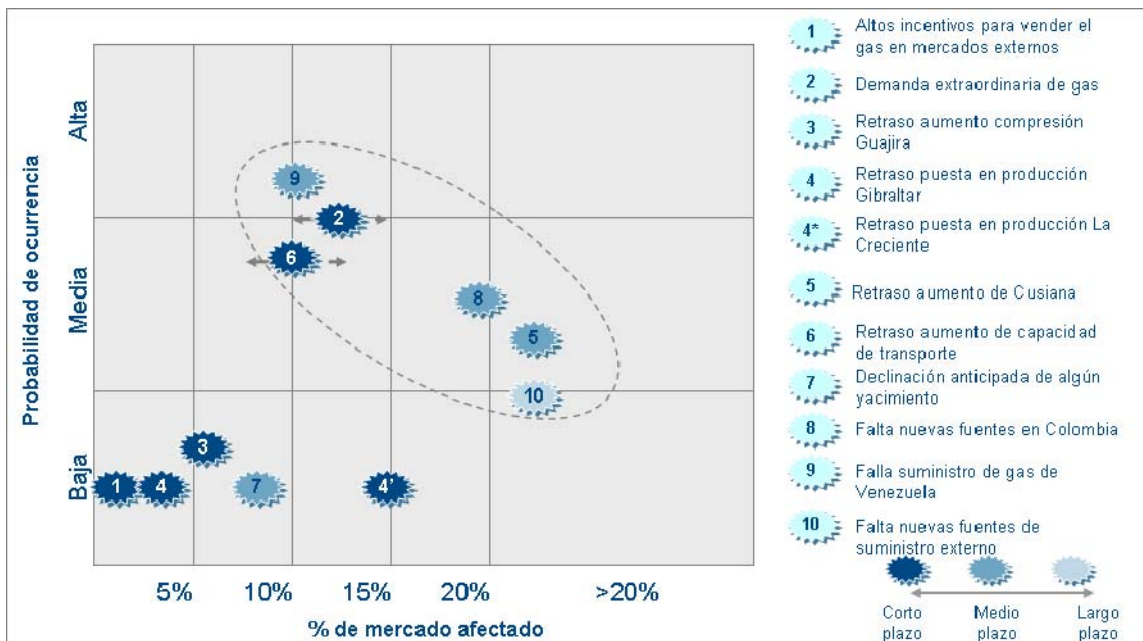
| | Riesgo | Mercado afectado* | | Comentarios |
|---------------|--|------------------------------------|------------------------------------|--|
| | | Pico en un año | Promedio anual | |
| Corto plazo | Altos incentivos para vender el gas en mercados externos | 6.5% | - | Relevante en 2008 (a partir de 2009 se exportarán por contrato 150 MPCD). Impacta únicamente en escenario crítico |
| | Demanda extraordinaria de gas | 25-30% | 10-15% | Diferencial de consumo térmico entre caso base y caso crítico (P95). Comparado contra la demanda del caso base |
| | Retraso en aumento de compresión de Guajira | 10% | 5% | Impacta únicamente en caso crítico |
| | Retraso en puesta de producción de Gibraltar | 2-3% | 2-3% | Dependiendo de la cantidad de meses. Supone el retraso de un años completo |
| | Retraso en puesta de producción de La Creciente | 15% | 15% | Impacta particularmente en periodo 2008-2015 |
| | Retraso aumento de Cusiana | 25% | 20 - 25% | Dependiente del atraso: 20% de no ingresar en 2011 , 25% de no ingresar en 2012 |
| | Retraso en aumento de capacidad de transporte | 12% | 5-10% | Relevante en el escenario crítico de demanda. Suponiendo que la ampliación se realiza en 2010, el déficit promedio 6% en 2009, y de retrasarse un año (a 2011) en 2010 es del 9% |
| Mediano plazo | Falta de nuevas fuentes en Colombia | Caso base: 1% Caso crítico: 50% | Caso base: 1% Caso crítico: 43% | Equivalente al déficit estimado en cada uno de los escenarios (1-2% en el caso base, creciente hasta 40 en el caso crítico) |
| | Falla suministro de gas de Venezuela | 10% | 10% | Relevante únicamente en caso crítico, a partir del año 2013 |
| | Falta de nuevas fuentes de suministro | Caso base: 1% Caso crítico: 50% | Caso base: 1% Caso crítico: 43% | Equivalente al déficit estimado en cada uno de los escenarios (1-2% en el caso base, creciente hasta 40 en el caso crítico) |

(* % del mercado total de gas (el año en que se mide depende de la ocurrencia del evento)

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Finalmente, al análisis combinado de probabilidad de ocurrencia e impacto potencial se resumen en la siguiente matriz:

Riesgos de disponibilidad de suministro – Probabilidad vs. Impacto potencial



Fuente: Análisis Arthur D. Little

En base a este análisis, se desprende que los riesgos más críticos desde el punto de vista de disponibilidad del recurso son:

- Falla en el suministro de gas desde Venezuela: Dado que este es el único punto posible de abastecimiento externo, fallas en la conexión con Venezuela reduce las posibles acciones para mitigar cualquier problema en la producción nacional
- Un pico de demanda ante un escenario de alto despacho de plantas térmicas a gas: En este caso el impacto del riesgo es agravado porque no solamente afecta el abastecimiento de gas sino también el abastecimiento eléctrico. El análisis detallado de este riesgo se realizara en las próximas fases del proyecto.
- Un retraso en el aumento de la producción de Cusiana: Siendo Cusiana el mayor potencial proveedor de gas en el corto y mediano plazo, cualquier retraso o incumplimiento de los volúmenes esperados de producción podría afectar toda la cadena.
- Escenario de falta de nuevas fuentes de suministro de gas en Colombia: Confirme al balance de Gas Natural, la incorporación de nuevas reservas es una necesidad del corto plazo si la demanda de gas natural crece en forma acelerada.

Es importante notar la interrelación que existe entre algunos de estos eventos. Así, el riesgo de falta de nuevas fuentes de gas local (ya sea por fracaso exploratorio, exploración insuficiente o retraso en el desarrollo de reservas) es de alto impacto en caso de no existir otras fuentes.

B. Riesgos operacionales/Emergencias

Los riesgos operacionales pueden ser separados según se produzcan por fallas en la producción, en el sistema de transporte o en el sistema de distribución.

Tanto para el análisis de probabilidad de ocurrencia como de impacto, el único segmento para el cual se disponen de estadísticas (que fueron utilizadas para el análisis) es el de transporte. Estas estadísticas fueron suministradas por la CREG y hacen referencia a todos los eventos de interrupción del flujo normal de los gasoductos desde el año 2000. Para el resto de los segmentos, el análisis está basado en resultados cualitativos surgidos de entrevistas mantenidas con los distintos agentes.

Utilizando una escala similar a la utilizada para evaluar la probabilidad de riesgos operacionales en las cadenas de combustibles líquidos y GLP, hemos clasificado la probabilidad de ocurrencia de las siguiente forma.

Riesgos operacionales – Frecuencia

| | Evento | Causa | Frecuencia | | | |
|-----------------------------|--|---|------------|---|---|---|
| | | | A | B | C | D |
| Operacional/ Emergencias | Interrupción en la producción | 1 Falla humana | ✓ | | | |
| | | 2 Mantenimiento | ✓ | | | |
| | | 3 Desastre natural | ✓ | | | |
| | | 4 Falla humana | ✓ | | | |
| | | 5 Mantenimiento | ✓ | | | |
| | | 6 Desastre natural | ✓ | | | |
| | Interrupción en el transporte | 7 Ruptura de ductos por actos mal intencionados o voladuras | | | | ✓ |
| | | 8 Ruptura de ductos por actos involuntarios | | | ✓ | |
| | | 9 Ruptura de ductos por fallas de terreno | | ✓ | | |
| | | 10 Fallas operacionales (humanas, sistemas de control) | | | ✓ | |
| | | 11 Interrupción por mantenimiento | | | | ✓ |
| | Interrupción en el sistema de distribución | 12 Mantenimiento | | ✓ | | |
| | | 13 Ruptura involuntaria de terceros | | ✓ | | |

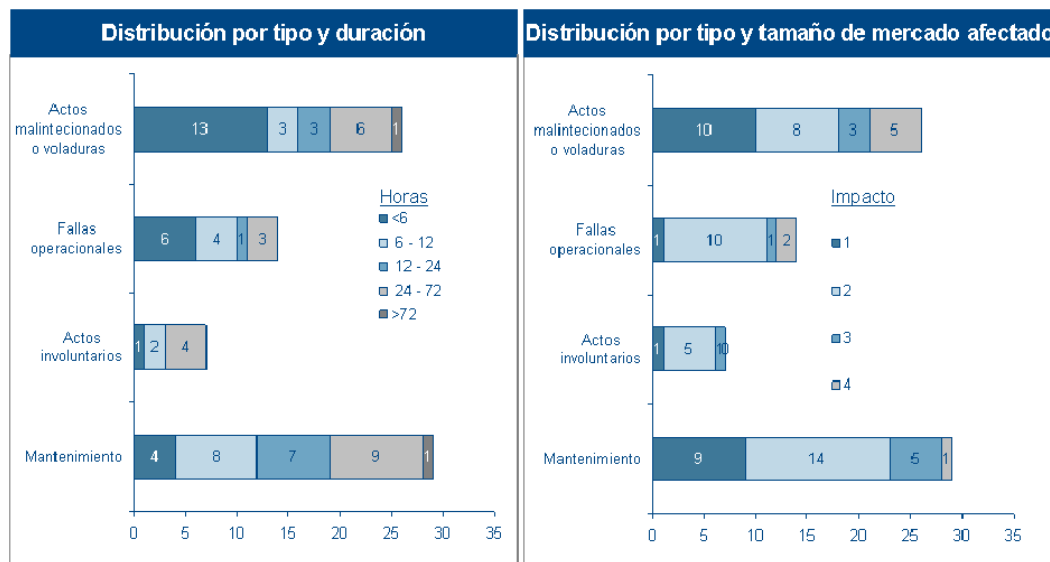
- A** Alguna vez ocurrió en la industria
- B** Alguna vez ocurrió en Colombia
- C** Ocurrió varias veces en Colombia
- D** Ocorre más de una vez al año en Colombia

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Puede decirse que la probabilidad de ocurrencia de una interrupción significativa en la producción (principalmente en la Guajira y Cusiana) es baja.

Para analizar el impacto de cada uno de los riesgos operacionales se tomaron criterios de duración promedio y de mercado afectado en caso de ocurrir el evento.

Eventos en el sistema de transporte



Fuente: CREG, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Análisis de Arthur D. Little

La causa más frecuente es la interrupción por mantenimiento (37% de los eventos), seguida de actos malintencionados o voladuras (33%) fallas operaciones (18%) e interrupciones por fallas de terreno y por actos involuntarios como accidentes automovilísticos (12%)

Con base en las estadísticas anteriores determinamos para cada riesgo la magnitud del impacto como se observa a continuación:

Riesgos Operacionales - Impacto

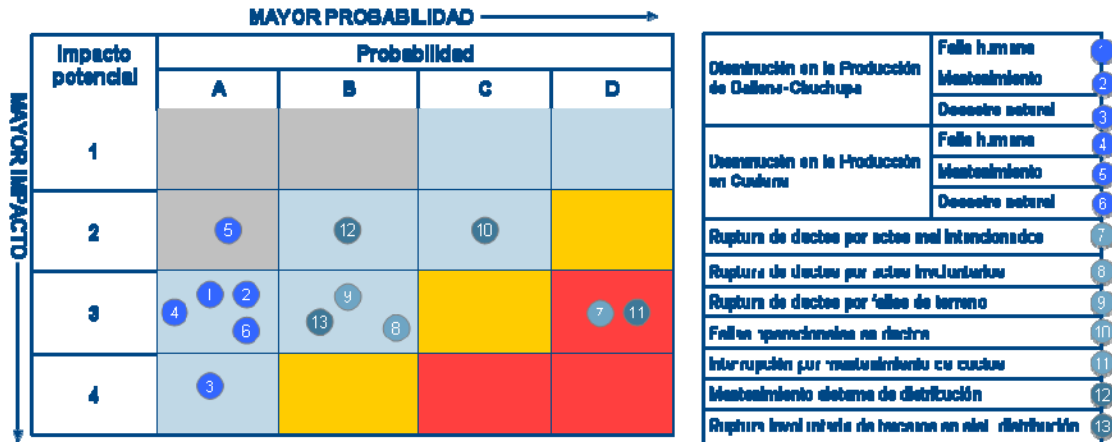
| | EVENTO | CAUSA | Duración | Desabastecimiento | Impacto |
|-----------------------------|--|---|----------|-------------------|---------|
| Operacional/ Emergencias | Interrupción en la producción | 1 Falta humana | 2 | 4 | 3.0 |
| | | 2 Mantenimiento | 1 | 4 | 2.6 |
| | | 3 Desastre natural | 3 | 4 | 3.6 |
| | | 4 Falta humana | 2 | 3 | 2.6 |
| | | 5 Mantenimiento | 1 | 3 | 2.0 |
| | | 6 Desastre natural | 3 | 3 | 3.0 |
| | Interrupción en el transporte | 7 Ruptura de ductos por actos mal intencionados o voladuras | 3 | 2 | 2.6 |
| | | 8 Ruptura de ductos por actos involuntarios | 3 | 2 | 2.6 |
| | | 9 Ruptura de ductos por fallas de terreno | 3 | 2 | 2.6 |
| | | 10 Fallos operacionales (sumeros, sistemas de control) | 2 | 2 | 2.0 |
| | | 11 Interrupción por mantenimiento | 3 | 2 | 2.6 |
| | Interrupción en el sistema de distribución | 12 Mantenimiento | 1 | 2 | 1.6 |
| | | 13 Ruptura involuntaria de terceros | 2 | 3 | 2.5 |

| | |
|---|---|
| 1 | Sin Impacto |
| 2 | 1 municipio o menos de 100 lpc/d |
| 3 | 2 municipios o 100-1000 lpc/d |
| 4 | 3 o más municipios y mayor a 1000 lpc/d |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Al combinar los criterios de probabilidad e impacto se obtiene la siguiente matriz de riesgos:

Riesgos operacionales/emergencias – Frecuencia vs. Impacto



Fuente: Análisis Arthur D. Little

De acuerdo a este análisis se puede concluir que los riesgos operacionales más críticos desde el punto de vista de abastecimiento de gas están asociados a fallas en transporte por:

- Interrupciones por mantenimiento: Conforme a las estadísticas analizadas, las paradas por mantenimiento fueron el factor más crítico de interrupción del servicio durante los últimos años por su frecuencia y tiempo promedio de parada.
- Ruptura de ductos por actos mal intencionados o voladuras: Es la segunda causa de interrupción del servicio de transporte con mayor frecuencia e impacto debido al tiempo en que toman las empresas para poder repararlo. Es necesario detallar en este riesgo posibles planes de mitigación o de atención de emergencias definidos por las empresas.

X.D. Análisis global de riesgos

El análisis global de riesgos tiene como objetivo dar una visión integral de los riesgos de desabastecimiento de energéticos que por su naturaleza están vinculados unos con otros. En ciertos casos existen posibilidades de sustitución, en otros, como en los casos específicos de la generación térmica y biocombustibles para transporte, representan soluciones energéticas complementarias. Así mismo esta visión integral sirve de punto de partida a un análisis posterior que identificará situaciones de riesgos en las que más de un energético falle de forma simultánea.

En base al análisis realizado por combustible, se pueden listar los siguientes riesgos principales identificados en cada una de las cadenas, separados entre aquellos que corresponden a riesgos de suministro de los operacionales.

Principales riesgos identificados

| Riesgos de disponibilidad | | | | | Riesgos operacionales | | | |
|---------------------------|----|---|----------------------------|----------------------------|------------------------|--------------|--|---|
| | | | Corto plazo (2009-2010) | Medio plazo (2011-2013) | Largo plazo (2014+) | | | |
| Líquidos/GLP | 1 | Restricciones importación GLP | | | | Líquidos/GLP | 1 | Parada parcial en alguna refinería |
| | 2 | Retraso inversiones hidrotatamiento | | | | | 2 | Parada completa en Barrancabermeja |
| | 3 | Falla importación destilados medios | | | | | 3 | Interrupción poliducto troncal por actos malintencionados |
| | 4 | Retraso ampliación parque refinador | | | | | 4 | Interrupción poliducto troncal por parada mantenimiento |
| | 5 | Falta de crudo | | | | | 5 | Interrupción poliducto troncal por deslizamiento/desastre natural |
| Gas Natural | 6 | Demanda extraordinaria gas | | | | 6 | Interrupción poliducto troncal por falla operacional (equipos) | |
| | 7 | Retraso aumento capacidad de transporte | | | | 7 | Falla en calidad producción (líquidos y GLP) o interfase en baches (GLP) | |
| | 8 | Falla suministro Venezuela | | | | Gas Natural | 8 | Cierre terminal mayorista (GLP) |
| | 9 | Ausencia de nuevos hallazgos | | | | | 9 | Interrupción producción Cusiana o Guajira |
| | 10 | Retraso nueva producción | | | | | 10 | Interrupción gasoducto por mantenimiento |
| B/C | 11 | Ausencia fuentes alternativas de suministro | | | | 11 | Ruptura gasoducto por actos malintencionados | |
| | 12 | Desabastecimiento materia prima | | | | B/C | 12 | Fallas en distribución biocombustibles |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

La selección de estos riesgos está basada en el análisis realizado en cada una de las cadenas, utilizándose criterios para priorizar los riesgos de suministro y operacionales similares a los utilizados por cada una de las cadenas.

En el caso de los riesgos de suministro, el criterio para medir la probabilidad de ocurrencia es el mismo que el utilizado en los análisis realizados por cadenas. Para medir el impacto, se añade al análisis de mercado afectado un criterio orientado a medir

el costo (y potencial) de sustitución en el consumo del combustible en caso de ocurrencia del evento. En particular, se utiliza una escala de 1 a 4 para medir el mercado afectado, siendo 1 un volumen menor o inferior al 10% de la demanda, y 4 superior al 50%. En el caso del costo de sustitución, el criterio es cualitativo, y se utiliza una escala que va de 1 a 3 (siendo 1: bajo, 2: medio y 3: alto).

El análisis de impacto se resume en la siguiente tabla.

Impacto potencial riesgos de suministro

| | Evento | Costo consumo alternativo | Mercado afectado | Impacto |
|--------------------|---|---------------------------|------------------|---------|
| Líquidos/GLP | Restricciones importaciones GLP | 1 | 2 | 1.5 |
| | Retraso obras hidrotratamiento | 2 | 2.5 | 2.3 |
| | Falla importación destilados medios | 2 | 2 | 2.0 |
| | Retraso ampliación parque refinador | 2 | 3 | 2.5 |
| | Falta de crudo | 1 | 2 | 1.5 |
| Gas Natural | Demanda extraordinaria | 2 | 2 | 2.0 |
| | Retraso aumento capacidad de transporte | 3 | 2 | 2.5 |
| | Falla suministro de Venezuela | 3 | 1 | 2.0 |
| | Ausencia hallazgos | 3 | 3 | 3.0 |
| | Retraso nueva producción | 3 | 2.5 | 2.8 |
| B/C | Ausencia fuentes alternativas de suministro | 3 | 3.5 | 3.3 |
| | Desabastecimiento materia prima | 2 | 2 | 2.0 |
| Ponderación | | 50% | 50% | |

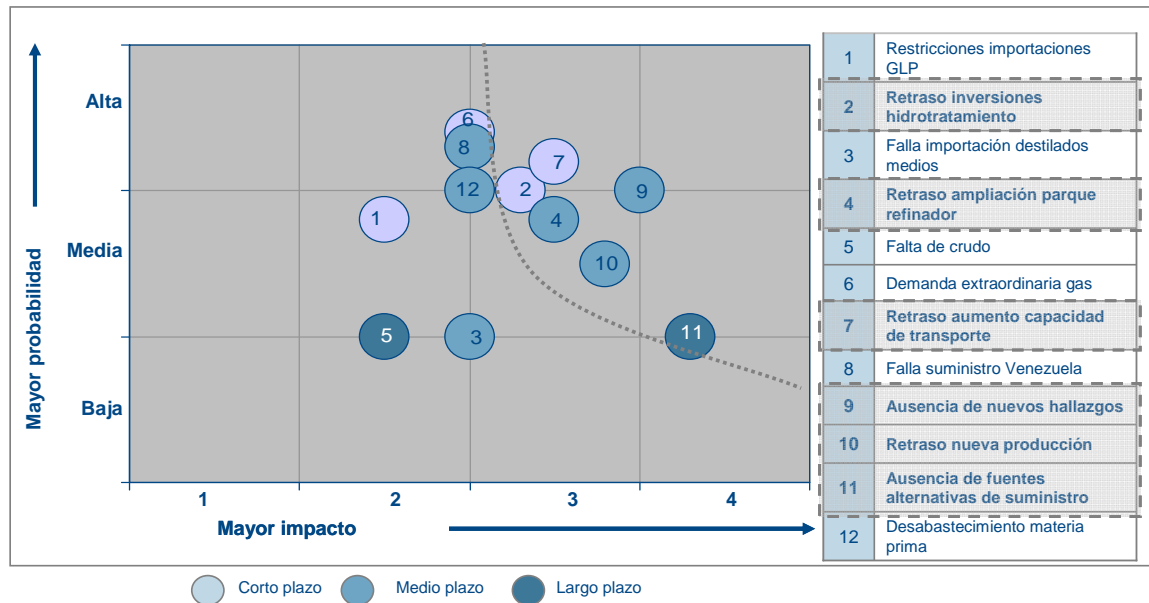
| Costo consumo alternativo | | Mercado afectado | |
|---------------------------|-------|------------------|--------|
| 1 | Bajo | 1 | < 10% |
| 2 | Medio | 2 | 10-20% |
| 3 | Alto | 3 | 20-50% |
| | | 4 | 50%+ |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Al combinar el impacto potencial con la probabilidad de ocurrencia (analizada por separado en la sección correspondiente a cada cadena), se obtiene que los riesgos de suministro más críticos son:

- Retraso en las inversiones en hidrotratamiento (líquidos, corto plazo)
- Retrasos en la ampliación/modernización del parque refinador (líquidos, medio plazo)
- Retrasos en los aumentos requeridos en la capacidad de transporte (gas, corto plazo)
- Ausencia de nuevos hallazgos (gas, medio plazo)
- Retrasos en los aumentos previstos en la producción (gas, medio plazo)
- Ausencia de fuentes alternativas de suministro (gas, largo plazo)

Riesgos de suministro – Impacto vs. probabilidad



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Por el lado de los riesgos operacionales, nuevamente el análisis de probabilidad estuvo basado en los análisis realizados para cada una de las cadenas. El análisis de impacto incluyó tres criterios:

- Posibilidad de sustitución: un evento de desabastecimiento en algún combustible con potencial de ser sustituido por otro se considera menos crítico. Se utilizó una escala que va de 1 (sustitución potencial completa) a 4 (ninguna posibilidad de sustitución).
- Extensión del impacto en el tiempo: cuanto mayor es la duración del evento se lo considera más crítico. La escala va de 1 a 4, siendo 1: una duración menor a 12hs y 4: mayor a 3 días.
- Posibilidad de previsión: se considera que un evento es menos crítico mayor posibilidad de previsión. Se utilizó una escala que va de 1 (alta posibilidad de previsión) a 3 (baja posibilidad de previsión).

Los resultados de este análisis se exponen en la siguiente tabla:

Riesgos operacionales: análisis de impacto

| Evento | Posibilidad de sustitución oportuna | Extensión del impacto | Posibilidad prevención | Impacto |
|--|-------------------------------------|-----------------------|------------------------|------------|
| Paro completo Barrancabermeja | 3 | 4 | 3 | 3.3 |
| Paro parcial refinерías | 2 | 3 | 2 | 2.3 |
| Interrupción poliducto central por accidente malintencionado | 2 | 1 | 3 | 2.0 |
| Interrupción poliducto central por mantenimiento | 2 | 1 | 1 | 1.4 |
| Interrupción poliducto troncal por deslizamiento | 2 | 3 | 2 | 2.3 |
| Interrupción poliducto troncal por falla operacional | 1 | 1 | 1 | 1.0 |
| Cierre terminal marítima | 3 | 3 | 2 | 2.7 |
| Cierre terminal mayorista | 1 | 3 | 2 | 1.9 |
| Interrupción producción Guajira o Cusiana | 4 | 3 | 3 | 3.4 |
| Interrupción gasoducto por mantenimiento | 3 | 2 | 2 | 2.4 |
| Ruptura gasoducto actos malintencionados | 3 | 1 | 3 | 2.4 |
| Fallas en distribución biocombustible | 1 | 3 | 1 | 1.6 |
| Ponderación | 40% | 30% | 30% | |

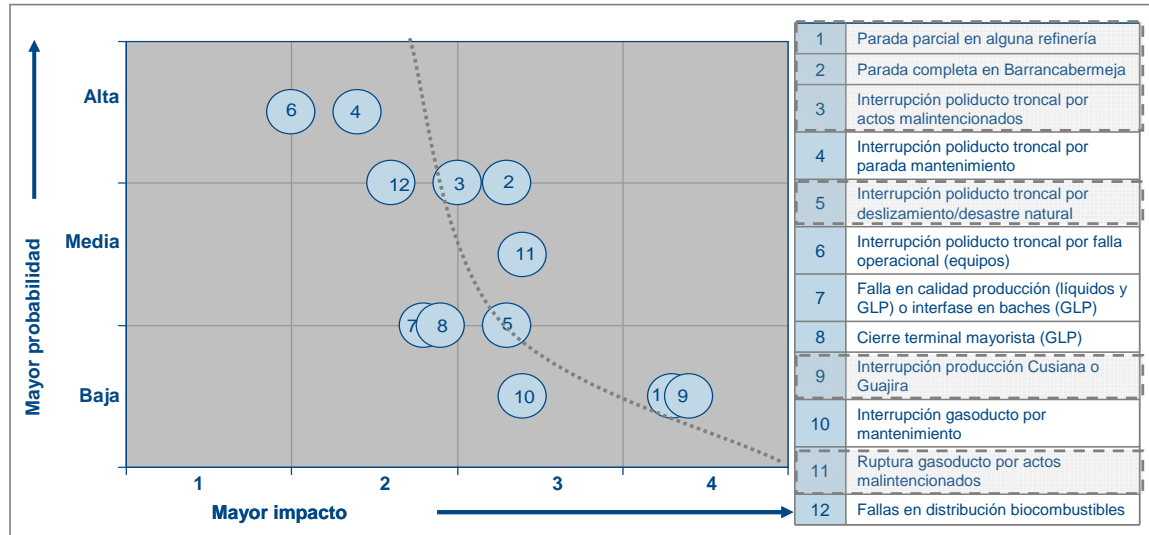
| Posibilidad sustitución oportuna | | Extensión | | Posibilidad prevención | |
|----------------------------------|---------------------|-----------|----------|------------------------|-------|
| 1 | Completa bajo costo | 1 | <12 hs | 1 | Alta |
| 2 | Completa alto costo | 2 | 12-24 hs | 2 | Media |
| 3 | Parcial | 3 | 1-3 días | 4 | Baja |
| 4 | Ninguna | 4 | > 3 días | | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Al combinar el impacto potencial con la probabilidad de ocurrencia, se obtiene que los riesgos operacionales más críticos son:

- Parada parcial en alguna refinерía (líquidos, GLP)
- Parada completa en Barrancabermeja (líquidos, GLP)
- Interrupción en un poliducto troncal por actos malintencionados (líquidos, GLP)
- Interrupción en un poliducto troncal por deslizamientos/desastres naturales (líquidos, GLP)
- Interrupción en la producción de gas de la Guajira o Cusiana (gas)
- Interrupción de un gasoducto por mantenimiento

Riesgos operacionales – Impacto vs. probabilidad



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Los resultados obtenidos en este análisis pueden ser resumidos en el siguiente cuadro:

Resumen – Riesgos de suministro y operacionales críticos

| Riesgos de disponibilidad | Riesgos operacionales |
|---|---|
| <p>Corto plazo</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Gas <ul style="list-style-type: none"> – Retrasos en aumentos en la capacidad de transporte ■ Líquidos <ul style="list-style-type: none"> – Retraso en inversiones en hidrot ratamiento <p>Medio plazo</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Gas <ul style="list-style-type: none"> – Ausencia de nuevos hallazgos – Retrasos en la puesta en marcha de la nueva producción (Cusiana) ■ Líquidos <ul style="list-style-type: none"> – Retrasos en el aumento en capacidad de refinación <p>Largo plazo</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Gas <ul style="list-style-type: none"> – Ausencia de fuentes alternativas por problemas de planificación y/o coordinación (ej. GNL) | <ul style="list-style-type: none"> ■ Líquidos y GLP <ul style="list-style-type: none"> – Parada completa en refinería Barrancabermeja – Parada parcial en alguna de las refinerías – Interrupción en un poliducto troncal por acciones malintencionadas o deslizamientos/desastres naturales ■ Gas <ul style="list-style-type: none"> – Interrupción en la producción de la Guajira o Cusiana – Ruptura en un gasoducto por actos malintencionados |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

En lo referido al análisis de riesgos de disponibilidad, las principales conclusiones del estudio son:

- La estrechez actual entre oferta y demanda centra la atención en el gas, dadas las escasas alternativas de sustitución actuales
- La única fuente alternativa factible en este momento depende del abastecimiento de Venezuela, que presenta un alto grado de incertidumbre
- En caso de no producirse nuevos hallazgos, deberá evaluarse si la alternativa de importación de gas compete en términos favorables con otras alternativas de sustitución (ej. Reconversión a líquidos o carbón por parte de industrias y centrales térmicas) y en ese caso deben darse las señales adecuadas a tiempo
- En líquidos, la situación dependerá fundamentalmente de la ejecución en tiempo de los proyectos de inversión (evidencias de retrasos deberán disparar aumentos en infraestructura de importación, de productos y eventualmente de crudo)
- La evaluación de los sistemas de información tendrá que atender específicamente necesidades y mecanismos de reporte de la situación de abastecimiento primario hacia los agentes y entidades responsables

La mayoría de los riesgos principales de suministro identificados están asociados a situaciones de retrasos en la ejecución de proyectos, lo que exige una monitorización cercana del progreso de los mismos. Esto se debe a que a los tiempos normales de maduración de proyectos se suman hoy en día situaciones específicas (internas y externas) que complican y retrasan el desarrollo de la infraestructura energética

Desde el punto de vista operacional, las principales conclusiones son:

- La mayor vulnerabilidad se identifica en el sistema de transporte de gas
- En los últimos años se han presentado diversas fallas que en prácticamente en todos los casos implicaron interrupciones en el normal suministro al tratarse de un sistema esencialmente radial
- El incremento en la confiabilidad del sistema resulta crítico en el corto plazo, identificándose trabas desde el punto de vista normativo y regulatorio que en muchos casos podrían liberarse próximamente teniendo en cuenta los diversos proyectos actualmente en discusión
- Las vulnerabilidades en el transporte de líquidos se centran en los hurtos y relacionado con eso, las prácticas operacionales; estas tiene un impacto apreciable en la calidad de los productos

Los próximos pasos del estudio estarán justamente orientados al análisis en mayor profundidad de la adecuación de los sistemas de información a disposición de los distintos agentes regulatorios y la formulación de recomendaciones de mejora que permitan generar las señales adecuadas en el plazo requerido. Finalmente, se analizarán y evaluará la conveniencia de distintas medidas (relacionadas con proyectos de inversión, aspectos regulatorios, contractuales o prácticas operacionales) para mitigar los riesgos de abastecimiento, tanto los de suministro como los operacionales.

XI. Anexo 1: Entrevistas y talleres realizados

Como parte central del diagnóstico de la situación de abastecimiento en las distintas cadenas analizadas se realizaron diversas reuniones y talleres de trabajo con distintos actores de la cadena, incluyendo organismos regulatorios, principales empresas y agremiaciones.

Entrevistas y talleres de trabajo realizados

| | |
|---|--|
| <p>Combustibles líquidos</p> | <ul style="list-style-type: none"> ■ ECOPETROL <ul style="list-style-type: none"> – Vicepresidencia Producción: Ricardo Coral – Vicepresidencia Suministro y mercadeo: Camilo Marulanda, Pablo Motta – Vicepresidencia Refinación: Luis Francisco Sanabria – Vicepresidencia Transporte: Oscar Trujillo, Juan Carlo Quintero – Gestión de riesgos (VP Finanzas): Tommaso Giuseppe Mascarucci ■ ACP <ul style="list-style-type: none"> – Reunión con Alejandro Martínez, Alexandra Hernández – Taller de trabajo con participantes del comité downstream ■ Fendipetróleo: Rodrigo Valencia Concha ■ Fendispetrol: Álvaro Ramón Younes |
| <p>Biocombustibles</p> | <ul style="list-style-type: none"> ■ ECOPETROL <ul style="list-style-type: none"> – Vicepresidencia Suministro y mercadeo: Camilo Marulanda, Pablo Motta – Vicepresidencia Transporte: Oscar Trujillo, Juan Carlo Quintero ■ ACP <ul style="list-style-type: none"> – Reunión con Alejandro Martínez, Alexandra Hernández ■ Federación Nacional de Biocombustibles: Jorge Cárdenas Gutiérrez |
| <p>Gas licuado de Petróleo (GLP)</p> | <ul style="list-style-type: none"> ■ ECOPETROL <ul style="list-style-type: none"> – Vicepresidencia Suministro y mercadeo: Camilo Marulanda, Pablo Motta – Vicepresidencia Transporte: Oscar Trujillo, Juan Carlo Quintero ■ Confedegas: Jorge Polo Vela Bustamante |
| <p>Gas Natural</p> | <ul style="list-style-type: none"> ■ ECOPETROL: Claudia Castellanos, Boris Villa (Gerencia de Gas) ■ Natargas <ul style="list-style-type: none"> – Taller de trabajo: Abastecimiento en el interior (*) – Taller de trabajo: Abastecimiento en la Costa Atlántica (**) ■ TGI: Jorge Pineda (Vicepresidente Operativo) ■ Promigas: Rodolfo Anaya (VP Administrativo y Regulación) ■ Distribuidora Gas Natural: María Fernanda Ortiz, Gustavo Losano, Edwin Cruz, Luisa Fernanda López ■ ISA-XM: Alvaro Murcia ■ Andesco: María Zulema Velez (Directora Ejecutiva), Ricardo Restrepo ■ Acolgen: Varias empresas participantes (***) |

XII. Anexo 2: Alternativas de Suministro de Combustibles Líquidos

Para los fines de este estudio y la consideración de posibles fuentes de sustitutos de productos se analiza este punto desde dos perspectivas diferentes.

En primer lugar se analizan las opciones desde el punto de vista de empresas o países productores y que actualmente tienen capacidad de exportación de dichos productos. Si bien en un momento determinado la fuente sustituta no necesariamente pueda estar ubicada en la región, se toma como premisa que las fuentes regionales de productos serían la primera opción.

En segundo término se caracteriza el mercado regional de estos productos en la actualidad para conocer, aparte de los productores y exportadores principales, cómo se maneja este mercado, quiénes son los actores principales y cuáles de ellos pudieran, en un momento determinado, representar una alternativa de suministro de productos a Colombia. En esta sección se incluyen entonces los siguientes puntos:

A. Productores/Exportadores Regionales de Productos

En general se encuentra que existen en la región países con capacidad de refinación y exportación de productos como los que Colombia pudiera requerir en un momento determinado. Es importante sin embargo analizar efectivamente cuál es el comportamiento particular de cada uno de estos productores/exportadores en los diferentes productos puesto que en varios casos el balance neto del país es diferente al que sus exportaciones pudieran sugerir.

1. Brasil

Brasil

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|--------|----------|
| Importaciones | 0,98 | 1,86 | 0,00 | 46,31 | 2,23 | 32,30 | 141,27 | 224,95 |
| Exportaciones | -34,85 | -20,14 | 0,00 | -16,58 | -138,55 | -1,10 | -27,74 | -238,95 |
| Suministro | 337,75 | 72,62 | 1,88 | 674,59 | 323,44 | 170,53 | 556,14 | 2.136,95 |
| Demanda | 303,66 | 51,00 | 1,88 | 699,37 | 188,97 | 204,86 | 673,07 | 2.122,81 |
| Superávit Neto | -33,87 | -18,28 | 0,00 | 29,73 | -136,31 | 31,20 | 113,53 | -14,00 |

Residuales: Es uno de los principales exportadores de Residuales en la región. Debido a su contenido relativamente bajo de azufre, encuentra colocaciones en aplicaciones diversas en las cuales este contenido de azufre permite su utilización. Los destinos

usuales de este producto incluyen: Costa Atlántica de los Estados Unidos (USAC), Italia, Singapur, Australia, Uruguay y Argentina. Santos y Salvador son los puertos usuales de carga de estos residuales.

Adicionalmente (Petrobrás) almacena residuales en Panamá que adquiere de distintas fuentes y que pudieran ser interesantes para su consideración de pronta disponibilidad.

Destilados Medios: Brasil es un importador neto de estos productos en cantidades significativas. Este producto tiene distintas fuentes dependiendo de los arbitrajes entre mercados diferentes.

Gasolinas: Brasil es un exportador neto de este producto. Usualmente la colocación de estos volúmenes se hace a los Estados Unidos.

En resumen, Brasil es una fuente potencial de Gasolinas, Residuales y Jet, aún cuando no se maneja usualmente en el mercado spot para la colocación de estos excedentes.

2. Chile

Chile

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|-------|--------|
| Importaciones | 10,28 | 0,72 | 0,02 | 25,23 | 0,00 | 17,02 | 0,00 | 53,27 |
| Exportaciones | -16,34 | 0,00 | 0,00 | -1,18 | -8,79 | -5,20 | 0,00 | -31,51 |
| Suministro | 55,54 | 14,21 | 2,03 | 75,32 | 44,71 | 17,62 | 24,54 | 233,97 |
| Demanda | 49,69 | 12,65 | 2,05 | 98,06 | 34,78 | 26,27 | 21,12 | 244,63 |
| Superávit Neto | -6,06 | 0,72 | 0,02 | 24,05 | -8,79 | 11,82 | 0,00 | 21,76 |

Gasolinas: La capacidad de refinación y balance de consumo interno de Chile le permiten mantener algunas exportaciones de gasolina. Estas colocaciones son manejadas usualmente en base a ventas ocasionales (spot) por ENAP. Dada su ubicación en la Costa Pacífica, el destino usual de estos cargamentos es la Costa Pacífica de Centro América, Panamá y Perú donde su calidad permite su colocación.

Diesel: La demanda de diesel obliga al país a importar importantes cantidades de este producto, lo que normalmente hace vía tenders para recibir cargamentos de 0,005% y 0,035% de Azufre de manera de cumplir con sus regulaciones de calidad y ambiente. Estas importaciones son usualmente realizadas por ENAP y COPEC quienes salen a “tenders” por un número de cargamentos (hasta 20 en ocasiones).

3. Argentina

Argentina

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|--------|---------|
| Importaciones | 0,42 | 0,00 | 0,00 | 7,66 | 0,00 | 0,00 | 3,20 | 11,28 |
| Exportaciones | -46,96 | -0,67 | 0,00 | -18,49 | -11,37 | -57,24 | -47,54 | -182,27 |
| Suministro | 93,64 | 26,20 | 0,61 | 215,97 | 14,47 | 120,08 | 159,14 | 630,11 |
| Demanda | 46,68 | 25,70 | 0,61 | 201,30 | 33,16 | 85,53 | 78,80 | 471,79 |
| Superávit Neto | -46,54 | -0,67 | 0,00 | -10,82 | -11,37 | -57,24 | -44,34 | -170,99 |

Gasolinas: Argentina exporta gasolinas terminadas.

Diesel: Si bien Argentina en el balance general puede exportar cargos de destilados, requiere importaciones de Diesel durante los meses de temperaturas más bajas (normalmente de mayo a septiembre). El aumento de la demanda experimentado durante los últimos años no permite considerar a este país como una fuente exportadora actualmente.

Estas exportaciones normalmente no se manejan en el mercado ocasional.

GLP: los excedentes de este producto normalmente son exportados a países vecinos con déficit en su balance, tales como Brasil y Paraguay.

En resumen, Argentina podría ser considerada, al igual que Brasil como una potencial fuente de suministro de Gasolinas aún cuando normalmente no se le ve en el mercado spot para la colocación de sus cargamentos.

4. Ecuador

Ecuador

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|-------|--------|
| Importaciones | 12,70 | 0,07 | 0,00 | 14,23 | 0,00 | 17,69 | 0,00 | 44,68 |
| Exportaciones | -6,97 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -34,57 | 0,00 | 0,00 | -41,54 |
| Suministro | 35,73 | 6,05 | 0,00 | 34,74 | 60,07 | 4,29 | 11,45 | 152,32 |
| Demanda | 37,90 | 6,11 | 0,00 | 48,97 | 25,50 | 21,98 | 11,45 | 151,90 |
| Superávit Neto | 5,73 | 0,07 | 0,00 | 14,23 | -34,57 | 17,69 | 0,00 | 3,14 |

Residuales: desde la refinería de Esmeraldas, Ecuador es un exportador neto de Residuales. Sus destinos usuales incluyen la Costa Oeste de Centro América (principalmente Panamá – Balboa y también a Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua), Costa Oeste de los Estados Unidos (USWC). Se ven también movimientos atravesando el canal de Panamá hacia el Caribe.

En el resto de los productos, Ecuador es un importador neto de GLP, Gasolinas, Diesel y Jet Fuel. Se exporta Nafta entregada en lotes de 180.000 barriles. En el caso del Diesel este se adquiere vía tenders en cargamentos de 240.000 barriles.

En resumen, no puede considerarse a Ecuador como una fuente de productos excepto para los residuales.

5. Aruba

| Aruba | | | | | | | | |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|--------|---------|
| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
| Importaciones | 1,28 | 1,58 | 0,00 | 0,53 | 2,66 | 0,63 | 0,02 | 6,70 |
| Exportaciones | 0,00 | -42,35 | 0,00 | -127,05 | -18,22 | 0,00 | -43,02 | -230,64 |
| Suministro | 0,00 | 42,35 | 0,00 | 127,09 | 21,19 | 0,31 | 42,68 | 233,63 |
| Demanda | 1,28 | 1,58 | 0,00 | 0,57 | 2,66 | 0,95 | 0,02 | 7,06 |
| Superávit Neto | 1,28 | -40,77 | 0,00 | -126,52 | -15,57 | 0,63 | -43,00 | -223,94 |

De acuerdo a información de mercado los volúmenes de la de Valero en Aruba son colocados en su mayor parte en los Estados Unidos, en la Costas Atlántica (USAC), en la Costa del Golfo (USGC) y en Florida. Algunos cargamentos, especialmente de Diesel son colocados en el área. De allí que normalmente no se tienen volúmenes de productos disponibles pues o bien son colocados en su sistema o bajo contratos por lo que se les observa en el mercado spot de productos.

Pueden considerarse en momentos particulares como potencial fuente de Diesel, Jet y Residuales.

6. Perú

| Perú | | | | | | | | |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|-------|--------|
| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
| Importaciones | 2,31 | 0,00 | 0,00 | 24,19 | 0,00 | 7,32 | 4,63 | 38,45 |
| Exportaciones | -13,26 | 0,00 | 0,00 | -1,12 | -20,35 | -1,37 | -0,26 | -36,36 |
| Suministro | 29,92 | 9,06 | 6,95 | 39,05 | 59,47 | 7,35 | 5,85 | 157,64 |
| Demanda | 14,89 | 9,32 | 6,84 | 66,44 | 37,66 | 12,58 | 14,23 | 161,96 |
| Superávit Neto | -10,95 | 0,00 | 0,00 | 23,08 | -20,35 | 5,95 | 4,37 | 2,09 |

Perú es un importador neto de productos, principalmente de destilados medios vía licitaciones para Diesel en cargamentos de 280.000 barriles y de Residuales. Pequeños excedentes de GLP y Gasolinas no justifican su consideración como fuente de suministro para productos a excepción del Residual. Las exportaciones de gasolina cuando se realizan usualmente se hacen en términos de 92 RON. Igualmente se colocan en el mercado a través de Repsol lotes de Nafta de 200.000 barriles desde la refinería de La Pampilla. Para balancear su producción propia y ajustes de calidad, Petroperú adquiere ocasionalmente también vía tenders lotes de Gasolina o Componentes de Alto octanaje en lotes de 40.000 barriles.

Residuales: Perú exporta aproximadamente 20 mbd de residuales desde las Refinerías de Petroperú y Repsol YPF. En el caso de esta última, los destinos incluyen Costa Pacífico de México y Atlántica de Estados Unidos y Panamá. En el caso de Petroperú los

destinos incluyen principalmente la Costa Oeste de Estados Unidos y Centro América y Panamá. El cargo típico es de 220.000 barriles.

Petroperú usualmente coloca estos cargamentos en el mercado vía tenders mensuales. La calidad usual corresponde a un residual de 1,7%S.

Para el caso de Colombia, en general solo pudiera considerarse a Perú como una potencial fuente de Residuales.

7. Uruguay

Uruguay

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|-------|-------|
| Importaciones | 0,05 | 0,00 | 0,00 | 1,61 | 2,02 | 0,06 | 0,73 | 4,47 |
| Exportaciones | -7,62 | -0,91 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | -0,06 | -0,55 | -9,14 |
| Suministro | 12,12 | 0,95 | 0,19 | 15,74 | 10,01 | 2,79 | 2,47 | 44,26 |
| Demanda | 4,92 | 0,07 | 0,19 | 15,46 | 11,86 | 2,79 | 3,20 | 38,47 |
| Superávit Neto | -7,57 | -0,91 | 0,00 | 1,61 | 2,02 | 0,00 | 0,18 | -4,68 |

Dada su limitada capacidad, ubicación y balances no se considera como una fuente alterna para productos. Usualmente importa cargos completos de Diesel para satisfacer su demanda interna y adquiere también en el mercado spot lotes de Gasolina y Nafta.

8. Trinidad & Tobago

Trinidad & Tobago

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|-------|---------|
| Importaciones | 4.22 | 0.82 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.24 | 5.28 |
| Exportaciones | -20.37 | -12.81 | 0.00 | -17.83 | -46.98 | -18.92 | -4.19 | -121.11 |
| Suministro | 25.54 | 13.33 | 0.21 | 28.99 | 55.80 | 2.56 | 10.62 | 137.05 |
| Demanda | 7.18 | 0.20 | 0.21 | 7.57 | 8.04 | 1.90 | 7.36 | 32.45 |
| Superávit Neto | -16.15 | -11.98 | 0.00 | -17.83 | -46.98 | -18.92 | -3.95 | -115.83 |

Este país generalmente dispone de sus excedentes de refinación en los mercados del caribe en los cuales tiene ventajas competitivas derivadas del CARICOM. La mayor parte de sus ventas se realizan en base a contratos anuales. Parte de su excedente de destilados se coloca en otros países de la región y solo ocasionalmente disponen de cargamentos spot, principalmente de gasolinas y naftas en lotes de 240.000 barriles.

Por su condición de balance excedentario pudiera considerarse una opción en un momento particular sujeta a sus limitaciones de disponibilidad.

9. Venezuela

| Venezuela | | | | | | | | |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|--------|----------|
| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
| Importaciones | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Exportaciones | -177,96 | -68,45 | 0,00 | -161,33 | -216,98 | -62,56 | -17,89 | -705,17 |
| Suministro | 361,45 | 80,58 | 0,49 | 300,15 | 278,03 | 18,80 | 97,92 | 1.137,43 |
| Demanda | 183,49 | 12,63 | 0,49 | 137,62 | 55,00 | 83,33 | 80,29 | 552,85 |
| Superávit Neto | -177,96 | -68,45 | 0,00 | -161,33 | -216,98 | -62,56 | -17,89 | -705,17 |

Venezuela, con su capacidad de refinación tanto en el país como la que opera desde Curazao (Antillas Neerlandesas) sería por definición la alternativa principal para suministrar los productos que en un momento determinado pudiera Colombia requerir en casos de emergencia. En teoría, Venezuela es excedentaria de todos los productos que Colombia pudiera requerir en una interrupción de suministro eventual.

No obstante, en este momento es difícil conocer la situación actual de Venezuela como exportador de productos refinados directamente de la empresa. A través de publicaciones, fuentes externas y otras se puede comentar lo siguiente:

- Venezuela ha reducido sus colocaciones de gasolina en la región. Clientes importantes tales como Costa Rica (RECOPE) y República Dominicana (Refidomsa) han reducido al menos parcialmente sus suministros desde PDVSA. Clientes tradicionales con redes y cadenas de estaciones de servicio en Centroamérica y Caribe, tales como Exxon, buscan suplir sus necesidades desde otras fuentes.
- En el mercado se le observa regularmente colocando Nafta, Jet Fuel, ULSD (50 ppm de Azufre), Residual Oil 3% S, Gasolina Natural, Bunkers (ISO 380 – Alto Azufre). Ocasionalmente coloca cargos de RBOB (Reformulated Blendstock for Oxygenate Blending). No obstante, en el mercado spot, Venezuela no se ha visto ofreciendo cargamentos de Gasolina terminada recientemente. Se le ha visto en el mercado adquiriendo componentes de alto octano (alquilatos). De acuerdo a cifras del Banco Central de Venezuela, en los primeros 3 meses del año 2008, Venezuela ha importado el equivalente a 1.600 Millones de Dólares en productos denominados “Gasoil, Gasolinas y Aditivos Químicos para Mezcla de Gasolinas”.
- En GLP Venezuela continúa siendo uno de los principales suplidores en la región. Coloca este producto a través de compañías tales como Mundo Gas y Geogas quienes a su vez tienen la infraestructura y facilidades para el transporte y distribución en la región y tienen una posición importante en el Caribe y Centroamérica.

En resumen, Venezuela puede ser la fuente más cercana de suministro de productos de hidrocarburos (incluyendo GLP). En el caso del Residual, debe sin embargo tenerse en

consideración que el exportado desde Venezuela presenta especificaciones de calidad (Azufre y Metales) que pudieran limitar su importación a Colombia.

10. Islas Vírgenes, USA

Islas Vírgenes, USA

| Región/País | Gasolina | Jet Fuel | Kerosene | Destilados | Residual | Gas Licuado | Otros | Total |
|----------------|----------|----------|----------|------------|----------|-------------|--------|---------|
| Importaciones | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 3,02 | 0,00 | 11,13 | 14,19 |
| Exportaciones | -158,89 | -27,99 | -0,18 | -104,94 | -30,63 | -7,50 | -67,30 | -397,44 |
| Suministro | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Demanda | 23,73 | 11,73 | 2,77 | 24,23 | 26,58 | 0,53 | 21,33 | 110,90 |
| Superávit Neto | -158,89 | -27,98 | -0,17 | -104,93 | -27,61 | -7,50 | -56,17 | -383,25 |

La refinería de Hovensa es una de las más importantes en la región. Puede producir derivados con las propiedades que requiere el mercado de Norteamérica. Sin embargo, a excepción de algunas colocaciones a Puerto Rico, los volúmenes producidos en este complejo se destinan por partes iguales a las redes de CITGO y HESS en los Estados Unidos. Si bien en un momento determinado pudieran negociarse cargos específicos para cubrir emergencias, la práctica muestra que esto ocurre en casos muy contados.

B. Actores Principales en mercado regional y otras fuentes de suministro al área

El mercado regional de productos (incluyendo GLP) está fuertemente marcado por la participación de las empresas de diversa naturaleza. Parte de ellas corresponden a las empresas nacionales (privadas o con participación del estado) que en buena medida comercializan (comprando ó vendiendo) productos y que se corresponden a los países mencionados en el punto anterior. Las principales en la región son:

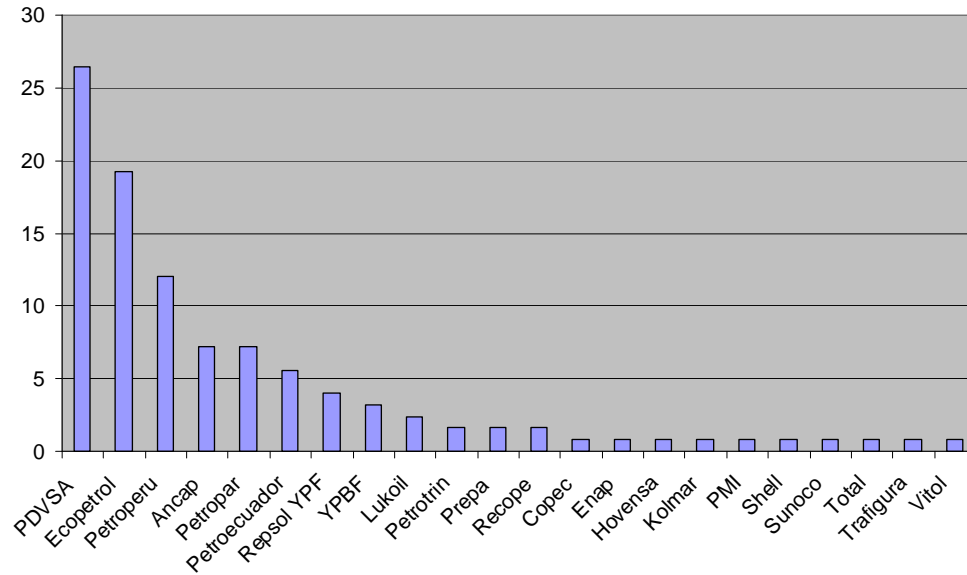
- Venezuela: Petróleos de Venezuela, S.A.
- Perú: Petroperú y Refinería La Pampilla, S.A
- Ecuador: Petroecuador
- Chile: ENAP y COPEC
- Brasil: PETROBRAS – Repsol YPF
- Uruguay: ANCAP
- Aruba: Valero
- Bolivia: YPFB
- Trinidad: PETROTRIN

Del análisis realizado en el período 01 de marzo al 11 de Junio de 2008 de las transacciones públicas conocidas en la región se confirma lo siguiente:

- Las empresas con participación estatal son las más activas en el mercado bien de compra o de venta de productos, reflejando según el caso y su excedente o déficit neto de productos de acuerdo a lo mencionado en el punto anterior.
- Las operaciones públicas de compra/venta de productos se realizan en su mayor parte vía tenders (aproximadamente 60%). En general el resultado final de dichos

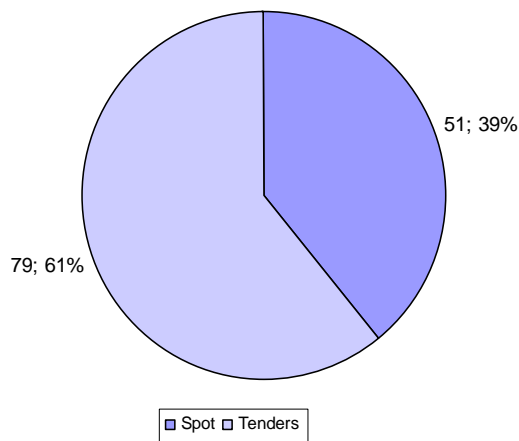
proceso en cuanto a los adjudicatarios y precios llega a conocerse en el mercado. Un caso de excepción es el de PDVSA, quién a pesar de ser la empresa que más veces se observa en el mercado, en pocas ocasiones se conoce el resultado final.

Transacciones públicas – Marzo/Junio 2008 (distribución %)



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Transacciones en el mercado spot vs. tenders



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Debe destacarse sin embargo que en este mercado se encuentra la participación muy activa de empresas de trading (traders) que compran o venden productos y que suplen buena parte de las necesidades de importación de productos. Una revisión del comportamiento durante el año 2008 reciente muestra que, con la excepción de algunos nombres los traders activos en el área son relativamente pocos.

Principales Empresas en Actividad de Trading (Compra/Venta): En esta actividad las más importantes empresas son las siguientes

Venta/Suministro de Productos Tenders/Spot Públicos

| <i>Producto</i> | <i>Compradores</i> | <i>Suplidores Principales</i> |
|------------------|-------------------------------|---|
| Diesel | Ancap | Trafigura / Lukoil |
| | Petropar | Vitol |
| | Petroperu | Astra / Trafigura / ConocoPhillips / Sunoco |
| | Recope | ConocoPhillips / PDVSA |
| | Petroecuador | N/D |
| | ENAP/COPEC | Trafigura / Lukoil / Itochu |
| | ECOPETROL | ConocoPhillips |
| Fuel Oil 0,5% S | Prepa | Shell |
| Fuel Oil 1,75% S | Chemoil / Mercuria/ Petrobras | ECOPETROL |
| Fuel Oil (Perú) | Vitol /Chemoil/Trafigura | Petroperu |
| Fuel Oil 2,2%S | Chemoil | Petroecuador |
| Fuel Oil 3% | Glencore | PDVSA |
| Jet | N/D | PDVSA |
| Cutter Stock | Glencore | Petroecuador |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- En los productos importados a la región destacan los destilados medios, principalmente el Diesel. La mayor parte de estas necesidades se cubren por parte de los importadores vía licitaciones o negociaciones directas en las que un pequeño grupo de traders destacan como los más activos: Trafigura, Lukoil,

Vitol, Astra. Algunas empresas productoras como PDVSA y ConocoPhillips participan ocasionalmente en estas licitaciones.

- En el caso de combustibles residuales, la mayor parte de los países de la región son excedentarios de este producto, incluyendo a ECOPETROL, PDVSA, Petrobrás, Petroecuador, Petroperú, Petrotrin, siendo éstos los principales suplidores. No obstante un grupo de traders también destacan en la comercialización en la región, siendo los principales: Glencore, Lukoil, Vitol. Empresas como Chemoil también adquieren importantes volúmenes.

En resumen, en el ámbito de las transacciones públicas tanto de tipo licitaciones (tenders) como ocasionales (spot) la región se muestra sumamente activa, no obstante el número de empresas compradoras y vendedores es relativamente bajo.

C. Esquemas típicos de comercialización

Tipo de transacciones: La comercialización en el área esta basada en 2 tipos de transacciones:

- Contratos a Plazos (o por un volumen determinado)
- Transacciones ocasionales (usualmente por uno o un pequeño número de cargos).

En el primer caso, las transacciones se refieren a contratos de duración típica de varios meses a un año por un volumen determinado a ser entregado típicamente en cargos mensuales. No es usual encontrar contratos de más de un año en la región.

Bien para las licitaciones (tenders) o negociaciones ocasionales (spot) el vendedor (o el comprador) según el caso debe estar registrado y pre-calificado para poder participar.

Los volúmenes dependen de las características y limitaciones a la recepción (para el caso de importación de productos) y de la carga para las exportaciones. Los cargamentos típicos de productos limpios que Colombia pudiera requerir se comercializan en rangos de 200 a 250.000 barriles. Esto es aplicable a las gasolinas, diesel y jet. Para el caso de residuales estos típicamente se encuentran entre 220.000 (Perú), 320 y 420.000 (Colombia) y hasta 500.000 en el caso de PDVSA y Petrobrás. Otros productos de menor movimiento tales como GLP se manejan en otro tipo de embarcaciones y tamaños de cargamentos.

No son usuales los cargamentos multi-productos y pocos los terminales de carga dispuestos a manejar este tipo de cargamentos.

Precios: la fijación de precios se establece en cada contrato de manera diferente.

En la región, para los productos como Gasolinas, Diesel, Jet, Av-gas los precios se referencian generalmente a los de productos marcadores en la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC) según la publicación Platt's a referencia de precios utilizada es la publicación Platt's Oilgram Price Report.

En el caso de los Residuales se utiliza la misma publicación aún cuando la referencia de precios varía pues depende en parte de la calidad del residual comercializado y el

destino del producto. De esta manera por ejemplo el residual colombiano se referencia normalmente al New York (NYH).

Para el GLP se utiliza la misma publicación pero referencia a “Mont Belvieu”.

Modalidades de Venta: La modalidad de venta es normalmente la de F.O.B (Free on Board) para las empresas exportadoras del área. En el caso de importaciones, la modalidad usual es la de C.I.F (Cost, Insurance, Freight) ó C&F (Cost and Freight). Petrobrás es quizás la excepción pues de ser posible intenta maximizar sus operaciones de fletamento y/o uso de la flota propia.

D. Opciones para Colombia

El análisis anterior sugiere que la región es muy activa tanto en la compra como en la venta de productos (gasolinas, diesel, jet, residuales, GLP) que pudiera Colombia requerir en una eventual situación de emergencia o interrupción completa del abastecimiento interno de estos productos.

En el caso de Residuales, los excedentes de casi todos los países con capacidad de refinación en la región, su relativa cercanía a Colombia, la existencia de centros de consumo y/o almacenamiento importantes cercanos (Panamá/Bahamas) conforman una situación de disponibilidad relativamente cómoda.

En la primera sección (Exportadores Regionales de Productos) se describió la situación particular de cada uno de los países con capacidad de refinación en el área.

La existencia de empresas con capacidad de exportación en la región unida a presencia de empresas de trading con amplia experiencia en el manejo de los productos refinados permitiría la colocación de productos refinados en Colombia en un caso de emergencia.

Dependiendo de la gravedad del caso y la rapidez con la cual se requirieran estos productos en los puertos de importación de Colombia con capacidad para recibir estos cargamentos, es conveniente considerar que se bien la Costa del Golfo de los Estados Unidos (USGC) no tiene excedentes de todos los productos es un centro muy activo de compra, venta y almacenamiento de todos estos productos. De esta manera, y dejando fuera consideraciones de precios que en un momento de emergencia pudieran ser secundarias, en este centro pueden habitualmente encontrarse disponibilidad de los productos que requiriera Colombia. Su cercanía a la Costa Atlántica coloca entonces al USGC como una de las alternativas más completas a considerar.

E. Opciones para Colombia: otros factores a considerar

- Tiempos de Viaje
- Cambios en los Balances de Exportación/Importación de Productos
- Calidades de Productos
- Aspectos Logísticos y Contractuales

- Tiempos de Viaje

Un factor importante, particularmente en situaciones de desabastecimiento en casos emergencia e imprevistos, en los que se requiera importar productos refinados y GLP, lo constituye el tiempo de viaje desde la potencial fuente de suministro hasta los puertos de importación en Colombia.

En línea con las potenciales fuentes de suministro señaladas, a continuación se presenta un resumen de los tiempos estimados de viaje para cada una de ellas con sus respectivas observaciones.

Tiempos de viaje a Colombia

| <i>Fuente</i> | <i>Destino</i> | <i>Tiempo de Viaje (días)</i> | <i>Comentarios</i> |
|---------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Venezuela | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 1,5 | - |
| Trinidad | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 3 | - |
| Brasil | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 10 – 14 | Dependiendo del puerto de carga |
| USG | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 6 | - |
| Islas Vírgenes, USA | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 3 | - |
| Ecuador | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 4 | + Canal de Panamá (**) |
| Perú | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 7 | + Canal de Panamá (**) |

| <i>Fuente</i> | <i>Destino</i> | <i>Tiempo de Viaje (días)</i> | <i>Comentarios</i> |
|---------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|
| Chile | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 10 | + Canal de Panamá (**) |
| Aruba | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 1,25 | - |
| Argentina | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 16,5 | - |
| Curazao | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 1,5 | - |
| Europa | Puertos Atlántico Colombianos (*) | 15-17 | Dependiendo del puerto de carga |

(*) Se han considerado para este análisis los puertos Colombianos en el Atlántico. Para el caso de habría que ajustar los cálculos respectivos considerando que el trayecto Buenaventura – Pozos Colorados es de aproximadamente 2,3 días + canal.

(**) Están en marcha el plan de ampliación del Canal de Panamá. No obstante hay que tener presente que en la actualidad el canal presenta un nivel de congestión y retrasos que pueden afectar estos estimados.

Fuente: Análisis Arthur D. Little

De esta tabla destaca que las potenciales fuentes principales de Gasolinas estarían en un rango entre 2 días desde Venezuela y 15-17 días para las fuentes más lejanas. En el caso de GLP, considerando como principales fuentes a Venezuela, Trinidad, USGC el rango estaría entre 2 y 6 días.

F. Cambios en los Balances de Exportación/Importación de Productos

En un análisis que incluye escenarios de mediano y largo plazo como el presente, es importante visualizar los potenciales cambios en los balances de productos refinados mostrados en la sección anterior y muy especialmente en aquellos países y opciones que se han mostrado como fuentes posibles de suministro.

- **Perú**

En este caso se han considerado escenarios de balance de productos bajo 2 escenarios: Sin cambios importantes en el sistema de refinación y considerando una potencial ampliación de la Refinería de Talara.

- Sin Proyecto Refinería de Talara: Bajo este escenario, y de no producirse modificaciones en el parque refinador, se observan importantes aumentos en el déficit de destilados medios
- Con Proyecto Ampliación de la Refinería de Talara: Perú ha adelantado estudios de factibilidad e indicado sus planes de ampliación de la refinería de Talara. De

cumplirse estos planes, el balance para todos los productos refinados mejoraría, reduciéndose significativamente el déficit de destilados medios.

Balance proyectado en Perú

| Balance nacional de productos refinados (KBD) – Sin proyecto | | | | | | | | | |
|--|-----------|--------|--------|-----------|------------|--------|--------|--------|--------|
| Producto | Histórico | | | Escenario | Proyectado | | | | |
| | 1995 | 2000 | 2005 | | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
| GLP | (3,2) | (5,0) | 2,4 | Esperado | 12,9 | 9,5 | 7,8 | 6,9 | 5,6 |
| Gasolinas | (4,5) | 0 | 2,3 | Esperado | 6,6 | 4,0 | 2,0 | (0,3) | (2,7) |
| Destilados Medios | (17,5) | (20,1) | (11,3) | Esperado | (21,8) | (38,2) | (50,0) | (66,0) | (83,6) |
| Residual | 20 | 23,5 | 22,4 | Esperado | 33,0 | 32,8 | 33,5 | 31,2 | 28,5 |
| Total Productos Refinados | 3,9 | 9,7 | 48 | Esperado | 29,8 | 6,5 | (8,7) | (30,9) | (55,9) |

En el escenario de largo plazo Perú continuará siendo una fuente de residuales y, en menor escala, una potencial fuente en la región de Gasolinas y GLP.

| Balance nacional de productos refinados (KBD) – Con Proyecto | | | | | | |
|--|-----------|-------|--------|-----------|---------------------|----------------------|
| Producto | Histórico | | | Escenario | Año 2020 proyectado | |
| | 1995 | 2000 | 2005 | | Capacidad actual | Capacidad ampliada * |
| GLP | (3,2) | (5,0) | 2,4 | Esperado | 7,8 | 8,7 |
| Gasolinas | (4,5) | 0 | 2,3 | Esperado | 2,0 | 17,5 |
| Destilados Medios | (17,5) | -20,1 | (11,3) | Esperado | (50,0) | (19,5) |
| Residual | 20 | 23,5 | 22,4 | Esperado | 33,5 | 24,7 |
| Total Productos Refinados | 3,9 | 9,7 | 48 | Esperado | (8,7) | 29,6 |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- Ecuador

Al igual que en el caso de Ecuador se han considerado los mismos 2 escenarios. En el primero de ellos, de no concretarse expansiones de su sistema de refinación, Ecuador

presentará déficit creciente para la mayoría de sus productos como se muestra a continuación.

En este caso Ecuador ha venido asomando la potencial construcción de una nueva refinería de 300 mil barriles día. Bajo esta premisa, y en caso de concretarse esta nueva facilidad, el país pasaría ser un exportador neto de productos antes del año 2020.

Balance proyectado Ecuador – Sin expansión

| | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| GPL (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 11.161 | 12.836 | 21.847 | | | | | |
| Exportaciones | - | - | - | | | | | |
| Suministro | 6.829 | 7.746 | 8.157 | 8.218 | 8.280 | 8.343 | 8.405 | 8.468 |
| Demanda | 17.990 | 20.582 | 29.372 | 32.429 | 35.804 | 39.530 | 43.645 | 48.187 |
| Superávit Neto | (11.161) | (12.836) | (21.847) | (24.210) | (27.524) | (31.188) | (35.239) | (39.719) |
| Gasolinas (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 2.431 | 4.576 | 16.876 | | | | | |
| Exportaciones | - | (5.315) | (5.887) | | | | | |
| Suministro | 29.342 | 37.184 | 29.175 | 29.394 | 29.615 | 29.838 | 30.063 | 30.289 |
| Demanda | 31.487 | 35.753 | 40.711 | 41.739 | 42.793 | 43.874 | 44.982 | 46.118 |
| Superávit Neto | (2.431) | 0.739 | (10.988) | (12.345) | (13.178) | (14.036) | (14.919) | (15.829) |
| Destilados (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 6.539 | 7.677 | 21.750 | | | | | |
| Exportaciones | (1.163) | (0.720) | - | | | | | |
| Suministro | 35.143 | 39.830 | 41.876 | 42.191 | 42.509 | 42.828 | 43.150 | 43.475 |
| Demanda | 39.864 | 46.488 | 63.626 | 70.249 | 77.560 | 85.633 | 94.545 | 104.386 |
| Superávit Neto | (5.376) | (6.957) | (21.750) | (28.057) | (35.052) | (42.804) | (51.395) | (60.911) |
| Fuel Oil Residual (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | - | - | - | | | | | |
| Exportaciones | (34.591) | (41.933) | (33.072) | | | | | |
| Suministro | 62.311 | 70.358 | 57.700 | 58.134 | 58.572 | 59.012 | 59.456 | 59.903 |
| Demanda | 20.198 | 21.626 | 23.905 | 24.508 | 25.127 | 25.762 | 26.412 | 27.079 |
| Superávit Neto | 34.591 | 41.933 | 33.072 | 33.626 | 33.444 | 33.251 | 33.044 | 32.824 |

Nota: Los balances históricos no incluyen "stock changes". Los datos históricos de la exportación incluyen "international marine bunkers".

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Balance proyectado Ecuador – Con expansión

| | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| GPL (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 11.161 | 12.836 | 21.847 | | | | | |
| Exportaciones | - | - | - | | | | | |
| Suministro | 6.829 | 7.746 | 8.157 | 8.218 | 8.280 | 22.563 | 22.732 | 22.903 |
| Demanda | 17.990 | 20.582 | 29.372 | 32.429 | 35.804 | 39.530 | 43.645 | 48.187 |
| Superávit Neto | (11.161) | (12.836) | (21.847) | (24.210) | (27.524) | (16.968) | (20.912) | (25.284) |
| Gasolinas (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 2.431 | 4.576 | 16.876 | | | | | |
| Exportaciones | - | (5.315) | (5.887) | | | | | |
| Suministro | 29.342 | 37.184 | 29.175 | 29.394 | 29.615 | 80.699 | 81.306 | 81.917 |
| Demanda | 31.487 | 35.753 | 40.711 | 41.739 | 42.793 | 43.874 | 44.982 | 46.118 |
| Superávit Neto | (2.431) | 0.739 | (10.988) | (12.345) | (13.178) | 36.825 | 36.324 | 35.800 |
| Destilados (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 6.539 | 7.677 | 21.750 | | | | | |
| Exportaciones | (1.163) | (0.720) | - | | | | | |
| Suministro | 35.143 | 39.830 | 41.876 | 42.191 | 42.509 | 115.831 | 116.702 | 117.580 |
| Demanda | 39.864 | 46.488 | 63.626 | 70.249 | 77.560 | 85.633 | 94.545 | 104.386 |
| Superávit Neto | (5.376) | (6.957) | (21.750) | (28.057) | (35.052) | 30.198 | 22.157 | 13.195 |
| Fuel Oil Residual (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | - | - | - | | | | | |
| Exportaciones | (34.591) | (41.933) | (33.072) | | | | | |
| Suministro | 62.311 | 70.358 | 57.700 | 58.134 | 58.572 | 159.601 | 160.802 | 162.012 |
| Demanda | 20.198 | 21.626 | 23.905 | 24.508 | 25.127 | 25.762 | 26.412 | 27.079 |
| Superávit Neto | 34.591 | 41.933 | 33.072 | 33.626 | 33.444 | 133.840 | 134.390 | 134.932 |

Nota: Los balances históricos no incluyen "stock changes". Los datos históricos de la exportación incluyen "international marine bunkers".

Fuente: Análisis Arthur D. Little

• Chile

Para satisfacer su demanda interna de destilados medios, Chile requerirá de nuevas expansiones en sus refinerías para satisfacer la creciente demanda de destilados medios del país. Hasta el momento no se identifican proyectos en este sentido.

Balance proyectado Chile

| | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|-----------|-----------|-----------|
| GPL (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 14.955 | 20.962 | 19.318 | | | | | |
| Exportaciones | (1.043) | (3.541) | (3.668) | | | | | |
| Suministro | 14.417 | 15.271 | 19.634 | 22.109 | 22.275 | 22.443 | 22.612 | 22.782 |
| Demanda | 26.178 | 32.881 | 31.174 | 36.139 | 41.895 | 48.568 | 56.303 | 65.271 |
| Superávit Neto | (13.911) | (17.421) | (15.650) | (14.030) | (19.620) | (26.125) | (33.692) | (42.489) |
| Gasolinas (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 1.931 | 6.722 | 13.348 | | | | | |
| Exportaciones | - | (5.220) | (18.108) | | | | | |
| Suministro | 45.357 | 55.718 | 59.170 | 65.329 | 65.820 | 66.315 | 66.814 | 67.317 |
| Demanda | 49.358 | 57.874 | 50.116 | 55.332 | 61.091 | 67.449 | 74.470 | 82.220 |
| Superávit Neto | (1.931) | (1.502) | 4.760 | 9.997 | 4.729 | (1.134) | (7.656) | (14.904) |
| Destilados (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 12.063 | 15.210 | 36.512 | | | | | |
| Exportaciones | - | (5.512) | (3.995) | | | | | |
| Suministro | 67.784 | 89.911 | 85.115 | 93.815 | 94.521 | 95.232 | 95.948 | 96.670 |
| Demanda | 79.049 | 96.606 | 115.165 | 146.983 | 187.592 | 239.420 | 305.567 | 389.990 |
| Superávit Neto | (12.063) | (9.697) | (32.517) | (53.168) | (93.071) | (144.188) | (209.619) | (293.320) |
| Fuel Oil Residual (kbd) | | | | | | | | |
| Importaciones | 7.685 | 2.079 | 2.188 | | | | | |
| Exportaciones | (6.925) | (16.346) | (33.416) | | | | | |
| Suministro | 31.409 | 28.787 | 41.698 | 23.876 | 24.055 | 24.236 | 24.419 | 24.602 |
| Demanda | 31.264 | 19.764 | 11.790 | 12.391 | 13.023 | 13.687 | 14.386 | 15.119 |
| Superávit Neto | (0.759) | 14.267 | 31.228 | 11.485 | 11.032 | 10.549 | 10.033 | 9.483 |

Nota: Los balances históricos no incluyen "stock changes". Los datos históricos de la exportación incluyen "international marine bunkers".

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- Argentina

En este caso no se conocen planes firmes de expansión de capacidad. Si bien se han hecho estudios, las actuales condiciones del mercado –precios regulados e incertidumbre sobre la disponibilidad de crudo local- en el momento no existen iniciativas concretas para ampliar el parque refinador.

De no producirse ampliaciones de capacidad importantes, el país en general pasaría a ser deficitario en casi todos los productos de interés de Colombia, a excepción del GLP en el que todavía tendría una excedente de exportación en el período.

Balance proyectado Argentina

| Balance nacional de productos refinados (KBD) – Sin proyectos | | | | |
|---|------------|--------|---------|---------|
| Producto | Proyectado | | | |
| | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 |
| GLP | 35,8 | 24,3 | 13,9 | 1,9 |
| Gasolinas | 14,9 | (14,5) | (28,1) | (43,2) |
| Destilados Medios | (46,4) | (74,8) | (154,4) | (263,8) |
| Residual | 1,6 | 0,3 | (58,4) | (147,2) |

Positivo corresponde a posición excedentaria y (Nº) a deficitaria

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- Brasil

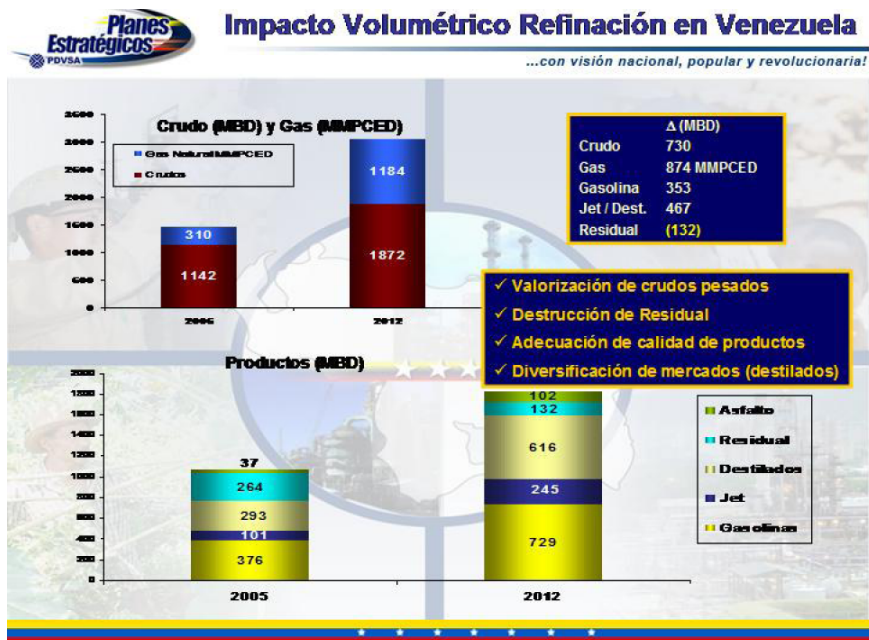
Existen una cantidad de anuncios sobre la posibilidad de ampliaciones y modificaciones en el parque refinador brasileño. Por otra parte se ha mencionado la construcción de nuevas refinerías. Para el objeto de este proyecto, se ha considerado trabajar bajo las premisas del consultor en un escenario que contemple las reconfiguraciones del parque refinador actual según los planes oficiales y la construcción de una nueva refinería (Pernambuco) como proyecto más firme.

En términos generales y con la excepción del GLP, el balance futuro de Brasil sería similar en naturaleza a la situación actual de excedentes de Gasolinas y Residuales y un importador importante de Destilados Medios.

- Venezuela

En este caso se han anunciado en los últimos años una cantidad de importante de proyectos en el área de refinación, en particular para el período 2005-2012 (como parte del Plan denominado Siembra Petrolera 2005-20030). Este plan apunta a la construcción de por lo menos tres nuevas refinerías y proyectos de ampliación de dos de las existentes. El plan indica que “Está contemplada una inversión de 10.5 billones de dólares para la construcción de las tres nuevas refinerías, con las que se estima aumentar en 700 mil barriles diarios la capacidad de procesamiento. Así mismo, está previsto que se aumente en 62% (910MBD) el procesamiento de crudo pesado/extrapesado en las refinerías existentes”.

Lamentablemente la información pública oficial sobre los progresos de estos proyectos es escasa y la más reciente disponible públicamente se corresponde al plan presentado en el año 2006. De acuerdo a éste la capacidad de refinación pasaría de unos 1 millón de barriles día aproximadamente a 1 millón 824 mil barriles día en el año 2012.



Fuente: Tomado de la página web de PDVSA - Proyectos Estratégicos de Refinación

Dada la importancia como centro refinador y su cercanía a Colombia, será importante mantener un seguimiento a los desarrollos que en refinación, y muy particularmente en el balance de productos para exportación, se materialicen en Venezuela.

- Estados Unidos - USG

En general basados en las proyecciones de la Energy Information Administration (EIA) más recientes “Annual Energy Outlook 2008 with Projections to 2030” no se vislumbran cambios en la capacidad de refinación instalada que puedan variar su condición de importador neto de productos.

No obstante, se estima que el USGC continuará siendo un importante centro de movimiento e intercambio de toda la gama de productos refinados y GLP. Esta condición apunta a que, en un momento determinado, será posible obtener en esa región cualquiera de los productos que Colombia pudiera requerir. Su relativa cercanía a Colombia (6 días) lo mantiene como una de las principales fuentes de abastecimiento en casos de interrupción del suministro.

- Calidades de Productos

Es importante considerar que los países de la región con capacidad de exportación ya señalados tienen parques refinadores con diferentes configuraciones que pueden producir refinados que pueden no adaptarse completamente a las especificaciones de calidad de Colombia. Esto es particularmente aplicable a los casos de Gasolinas, Diesel y Residuales. Los productos que normalmente se exportan para aplicaciones con normativas de calidad internacionales (tales como el Jet y Avtur) no presentan estas mismas características pues normalmente son producidos ya ajustados a los estándares internacionales.

En todo caso, para los productos de mayor demanda como Gasolinas, los principales productores de la región (Venezuela, Brasil, Argentina) pueden elaborar productos con las calidades apropiadas al mercado americano, destino principal de sus exportaciones.

- Logística de Suministro

Si bien no es tema de este capítulo, para completar el análisis de opciones de importación es conveniente destacar que Colombia tiene relativamente pocos puertos para la importación de productos refinados. Para los efectos de este estudio se han tomado como base los puertos del Atlántico como opción principal, en particular las instalaciones de Pozos Colorados, operadas por ECOPETROL y a través de las cuales se reciben hoy en día las principales importaciones de productos.

El puerto de Buenaventura en la costa pacífica, por su ubicación, capacidades de recepción de productos (110 mil barriles) y zona de influencia, se presenta con más limitaciones para atender casos de emergencia de importación de productos.

XIII. Anexo 3: Inventario de Normas

A. *Petróleo*

Inventario de normas – Petróleo crudo

| PETROLEO | | | |
|---|--|--|--|
| Entidad | No y Año | Título | Objeto |
| INSTITUCIONALES | | | |
| CONPES | 3245 de septiembre de 2003 | Extensión de Contratos de Asociación | Define la estrategia de extensión de contratos de exploración y producción de hidrocarburos |
| MME | Decreto 1760 del 2003 | Por el cual se escinde, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A. | Reestructurar el sector de hidrocarburos, asignándole a la ANH las funciones de administrador del recurso y a ECP un rol mas de empresa y menos regulador |
| MME | Decreto 727 marzo 2007 | Normas relativas a la valoración y contabilización de reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación | reglamentación especial que desarrolle la metodología para el cálculo del valor de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y su respectivo tratamiento contable |
| CONTRATOS / RELACION ENTRE LOS ACTORES | | | |
| Presidencia de la Republica | Decreto 3683 de 2003 | Por el cual se reglamenta la Ley 697 de 2001 y se crea una Comisión Intersectorial. | reglamentar el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético colombiano, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables. |
| ANH | Acuerdo 008 del 2004 | Por el cual se adopta el reglamento para la contratación de áreas de exploración y producción | Definir el tipo de áreas a contratar y los procedimientos que las empresas deben seguir para ello. |
| ANH | | Contrato E&P | Define los derechos y obligaciones de las empresas exploradoras y productoras de gas y petróleo. |
| ANH | | Contrato TEA | Define los derechos y obligaciones de las empresas interesadas en hacer exploración sin compromiso de perforación |
| PRECIOS – IMPUESTOS – CALIDADES | | | |
| Congreso de la Republica | Ley 756 del 2002 | Ley Nacional de Regalías | Establece el % de regalías para crudo y gas dependiendo en nivel de producción |
| MME | Resolución 181709 de 2003 | Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno | El crudo que le corresponda a los explotadores de hidrocarburos y que se destine a la refinación para el abastecimiento interno, se pagará tomando como base el precio internacional de referencia |
| MME | Decreto 3170 de diciembre de 2002 reglamentario de la ley 756 | Por medio del cual se reglamentan los parágrafos 3º y 10º del artículo 16 y el artículo 39 de la Ley 756 de julio 23 de 2002 | aplicación de la distribución escalonada de regalías a la producción incremental |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

B. Combustibles líquidos

Inventario de normas – Combustibles líquidos

| Combustibles Líquidos | | | |
|---------------------------------|---|--|---|
| Entidad | No y Año | Objeto | Implicaciones sobre el abastecimiento |
| Ejecutivo | Decreto 70 / 2001 | Modifica estructura del MME y le asigna la función de adopta reglamentos y hacer cumplir las disposiciones relacionadas con exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de recursos naturales no renovables, así como ejercer el control y vigilancia técnica sobre la distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo en su cadena de refinación, importación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución en el territorio nacional; | El MME tiene la facultad de regular y controlar el abastecimiento de los combustibles en el país |
| Congreso | Ley 812/2002 PND | | Define qué agentes hacen parte de la cadena de distribución de combustibles |
| MME | Dec. 4299/2005 (modificado por Dec. 2165/2006, Dec. 1333/2007, Dec. 1717/2008 y Dec.733/2008) | Reglamenta derechos y obligaciones de actores de la cadena | Establece exigencias sobre capacidad de almacenamiento Requerimientos de contratos de suministro entre agentes |
| Congreso | Ley 681/2001 | Reglamentar el suministro en zonas de frontera y asigna responsabilidad de la distribución a ECOPEPETROL | Art. 1: Esquema de abastecimiento zonas de frontera Art. 13: acceso abierto a transporte por poliducto de Ecopetrol |
| MME | Decreto 1760 del 2003 | Asigna a la ANH la función de adelantar las acciones necesarias para buscar el adecuado abastecimiento de la demanda de hidrocarburos y derivados, sin perjuicio de las atribuciones asignadas al MME en esta materia | Reestructurar el sector de hidrocarburos, asignándole a la ANH las funciones de administrador del recurso y a ECP un rol mas de empresa y menos regulador |
| MME y Ministerio Medio Ambiente | Res. 898 (1995) (y sus modificaciones) | | Requiere inversiones en mejora de calidades producidas o importaciones en caso que estas no se concreten o se demoren |
| MME | Res.82438 y 82439 (1998) y sus modificaciones | Establecer nueva estructura para la fijación de precios de ACPM y gasolina motor | |
| | Ley 1151 (art. 69) | Reglamentación del Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles | |
| MME | Res. 18 0088 y 18 0209 (2003) | Fija las tarifas por distancia para los poliductos | Permite remunerar la inversión en poliductos |
| MME | Res. 182113/2007 | Por la cual se establecen los procedimientos, términos y condiciones para el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo - SICOM | Lograr un control eficiente sobre los agentes encargados del suministro de combustibles |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

C. Etanol

Inventario de normas – Etanol

| Etanol | | | | |
|---|---------------------------------------|--|---|---|
| Entidad | No y Año | Título | Objeto | Implicaciones sobre el abastecimiento |
| INSTITUCIONALES | | | | |
| Congreso de la Republica | la Ley 693 de 2001 | Ley del alcohol carburante | Establece el consumo obligatorio de alcohol carburante y el cubrimiento en el país. | Faculta al MME para expedir regulación sobre normas técnicas para producción, acopio, distribución y puntos de mezcla - Establece libre competencia - Coadyubante de autosuficiencia energética |
| MME | Resolución 181069 del 2005 | Por la cual se modifica la Resolución 18 0687 del 17 de junio de 2003 y se establecen otras disposiciones | Regula la cadena de Alcohol Carburante | Productor deberá mantener capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para cubrir la demanda de los Distribuidores Mayoristas que atiende durante un mínimo de 10 días hábiles y de acuerdo a los términos contractuales pactados |
| MME | Decreto 2629 de Julio del 2007 | Por medio del cual se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento | Define los plazos para el acondicionamiento de motores | |
| MME | Resolución 180158 del 2007 | Por el cual se definen cuales son los combustibles limpios contemplados en la ley 1083 del 96. | Por medio de la presente Resolución se determina cuáles son los combustibles limpios, teniendo como criterio fundamental el contenido de sus componentes, con el propósito de garantizar un ambiente sano y minimizar los riesgos sobre la salud humana. | |
| CONTRATOS / RELACION ENTRE LOS ACTORES | | | | |
| MME | Resolución 180687 de 2003 | Por la cual se expide la regulación técnica prevista en la Ley 693 de 2001, en relación con la producción, acopio, distribución y puntos de mezcla de los alcoholes carburantes y su uso en los combustibles nacionales e importados | Establecer los requisitos técnicos y de seguridad para la producción, acopio, distribución y puntos de mezcla de alcoholes carburantes, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 693 de 2001, con el propósito de minimizar los eventuales riesgos que puedan afectar la seguridad de los usuarios, prevenir prácticas que induzcan a error y disminuir las emisiones al medio ambiente por su uso | |
| PRECIOS – IMPUESTOS - CALIDADES | | | | |
| | Ley 788/2002 | Reforma Tributaria | Escenciones de IVA, impuesto global y sobretasa | Promueve abastecimiento de sustituto |
| Ministerio de Medio Ambiente | Resolución 1565 del 2004 | Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 898 del 23 de agosto de 1995, que regula los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna | Define los requisitos de Calidad del Etanol | |
| MME | Resolución 181088 del 2005 | Por la cual se derogan las resoluciones 18 0836 y 18 1710 de 2003 y se adoptan otras disposiciones en relación con la estructura de precios de la Gasolina Motor Corriente Oxigenada | Define al estructura de precios de la gasolina oxigenada | |
| MME | Decreto 2629 del 1o. de julio de 2007 | Por medio del cual se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento | Define los plazos para el acondicionamiento de motores | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

D. Biodiesel

Inventario de normas – Biodiesel

| Biodiesel | | | | |
|---|--------------------------------|---|---|--|
| Entidad | No y Año | Título | Objeto | Implicaciones sobre el abastecimiento |
| INSTITUCIONALES | | | | |
| Congreso de la republica. | Ley 939 del 2004 | Ley de Biodiesel | Se estimula la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en Motores diesel y se dictan otras disposiciones | Incentiva producción de biodiesel al eximirlo del IVA y del impuesto global del ACPM |
| MME | Decreto 2629 de Julio del 2007 | Por medio del cual se dictan disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento | Plazos para el acondicionamiento de motores | |
| MME | Resolución 180243 del 2008 | Por la cual se modifica el Artículo 3º de la Resolución 18 2142 de 2007 | Plazos para la incorporación del Biodiesel | |
| CONTRATOS / RELACION ENTRE LOS ACTORES | | | | |
| MME | Resolución 182142 del 2007 | Por el cual se expiden normas para el registro de productores y/o importadores de biocombustibles para uso en motores diesel y se establecen otras disposiciones en relación con su mezcla con el ACPM del origen fósil | Registro de productores o importadores de Biodiesel | Productores e importadores deben mantener en cada instalación capacidad de almacenamiento e inventario equivalente a un tiempo mínimo de 10 de capacidad de producción (o demanda que atienda) y de acuerdo con los términos contractuales pactados. |
| PRECIOS – IMPUESTOS - CALIDADES | | | | |
| MME | Resolución 181780 del 2005 | Por la cual se define la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel | Estructura de precios del Biodiesel | |
| MME | 0212 del 2007 | Por la cual se modifica parcialmente la Resolución 18 1780 del 29 de diciembre de 2005, en relación con la estructura de precios del ACPM mezclado con biocombustible para uso en motores diesel | Modifica el calculo de precios de Biodiesel | |
| MME | Resolución 180782 del 2007 | Por la cual se modifican los criterios de calidad de los biocombustibles para su uso en motores diesel como componente de la mezcla con el combustible diesel de origen fósil en procesos de combustión | Define la calidades del Biodiesel | |
| MME | 181661 del 2007 | Por la cual se modifican los artículos 2º y 3º de la Resolución 18 1780 de 2005, sobre tarifas de transporte del biocombustible para uso en motores diesel | Define las tarifas de transporte de Biodiesel | |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

E. Gas Natural

Inventario de normas – Gas Natural

| GAS NATURAL | | | |
|--|---|---|--|
| Entidad | No y Año | Título | Implicaciones sobre el abastecimiento |
| INSTITUCIONALES | | | |
| Congreso de la Republica | Ley 142 de 1994 | Régimen de los servicios públicos domiciliarios | Otorga a la CREG la función de regular el ejercicio de la actividad de gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente |
| | Ley 401 de 1997 | Crea ECOGAS | Crea el CNO de gas. Debe desarrollar funciones en coordinación con el Centro Nat. de Despacho Eléctrico. |
| | Decreto 2225 octubre 2000 | Reglamenta el artículo 5° de la Ley 401 de 1997 | Reglamenta conformación CNO de GAS |
| | Decreto 2282 octubre 2001 | Modifica decreto 2225 | Reglamenta conformación CNO de GAS |
| UPME | Res. 0140/2007 | Define conformación CNO de Gas | |
| DEL DESARROLLO DE LAS OPERACIONES | | | |
| MME | Decreto 70 de 2001 | | mandato de asegurar que se realicen en el país las actividades de construcción y operación de gasoductos por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas, previo concepto del CONPES |
| Congreso de la Republica | Ley 812 de 2003 | Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006 | Libera las exportaciones de gas natural |
| MME | Decreto 3428 noviembre de 2003 | Por medio del cual se reglamentan los artículos 59 de la Ley 812 de 2003 y 23 de la Ley 142 de 1994, en relación con los intercambios comerciales internacionales de gas natural y se dictan otras disposiciones | Define como criterio para determinar si las reservas son insuficientes una relación R/P inferior a 7 años. Define el agente importador de gas. Igual tratamiento a contratos de exportación que los nacionales en caso de interrupciones. |
| MME | Decreto 2400 julio de 2006 | regulada construcción de Interconexiones Internacionales de Gas Natural | Los productores nacionales que comercialicen Gas Natural podrán construir Interconexiones Internacionales sin la |
| MME | Decreto 880 de marzo 2007 | fija el orden de atención prioritaria cuando se presenten insalvables restricciones en la oferta de Gas Natural o situaciones de grave emergencia, no transitorias, que impidan garantizar un mínimo de abastecimiento de la demanda. | Define racionamiento programado: 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. El CNO de gas debe recomendar al MME los protocolos de procedimientos para la coordinación. |
| MME | Resolución 18 1526 noviembre 2006 | establecen requerimientos de suministro de información para efectos de establecer la situación nacional de abastecimiento de Gas Natural | Requerimientos de información sobre disponibilidad de gas, contratos de suministro y transporte, capacidad de transporte y solicitudes de contratación |
| MME | Decreto 2687 del 2008 | se establecen los instrumentos para asegurar el abastecimiento nacional de gas natural | Determina la prioridad en el abastecimiento de gas natural y se establecen mecanismos de información que le permiten al MME asegurar el abastecimiento |
| CREG | 071 de 1998 (modificada por las resoluciones 018 de 2002 y 112 de 2007) | Por la cual se dictan normas referentes a la participación de las empresas en el subsector de gas natural | principales restricciones en términos de participación en distintos eslabones de la cadena |
| CREG | 071 de 1999 | Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural- (RUT) | Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable y define especificaciones del gas. Define funciones del CNO. |
| CREG | 001 de 2000 | Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte | Define los principios y metodologías para la remuneración de la actividad y para la fijación de los cargos de transporte a los usuarios |

| GAS NATURAL | | | |
|-------------|-------------------------------------|--|---|
| Entidad | No y Año | Título | Implicaciones sobre el abastecimiento |
| CREG | Resolución-023 de 2000 | Por la cual se establecen los Precios Máximos Regulados para el gas natural colocado en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, y se dictan otras disposiciones para la comercialización de gas natural en el país | Establecer las tarifas de transporte de Gas Natural |
| CREG | Resolución 018 de 2002 | Por la cual se modifican parcialmente las Resoluciones CREG-017 y CREG-023 de 2000 y CREG-071 de 1998. | Modifica los precios máximos regulados. Modifica la resolución CREG 017 de 2000 en cuanto que, cuando la relación R/P sea inferior a 6 años se prohíbe la suscripción de nuevos contratos de exportación o el incremento de volúmenes en los contratos existentes |
| CREG | Resolución 076 del 2002 | Cargos regulados para gasoducto Cusiana - Porvenir | |
| CREG | Resolución 011 de 2003 | Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible, y las fórmulas generales para la prestación del servicio público domiciliario de distribución de gas combustible por redes de tubería | Establece la metodología de remuneración de los diferentes agentes |
| CREG | Resolución 100 de dic de 2003 | Por la cual se adoptan los Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería | |
| CREG | Resolución 125 de dic de 2003 | Por la cual se definen los cargos regulados al sistema de transporte | Establece metodología de tarifas de transporte de gas |
| CREG | Resolución 17 de dic de 2005 | Por la cual se adopta el Costo de Interrupción del Servicio de Gas Combustible por Redes | |
| CREG | Resolución 70 del 2006 | Por la cual se derogan algunas disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 y se dictan otras disposiciones para la contratación de suministro de gas natural. | Exige que los contratos en firme deben ser respaldados físicamente |
| CREG | Resolución 71 del 2006 | Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía | No considera opciones de respaldo para el suministro a gas distintas a contar con estos contratos en firme |
| CREG | RESOLUCION No. 087 (03 OCT 2007) | Por la cual se pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuarán estudios para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural, en el siguiente periodo tarifario. | Metodología para remunerar el transporte de Gas Natural. Regular el tipo de contratos y requisitos para suministro de gas |
| CREG | Resolución 28 del 2008 | Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la Comisión, "por la cual se emiten disposiciones que regulan el acceso y la expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural" | Asegurar que la expansión del transporte permita abastecer la demanda |
| CREG | CREG 075 de 2008 | | Abre la posibilidad de que los distribuidores se respalden con otros mecanismos en la medida que no puedan asegurarse totalmente con contratos firmes |
| CREG | Resolución 104 del 2007 en Consulta | Modifica regulación de la contratación del suministro de gas natural | Introduce el concepto de "suministro por niveles de firmeza". Para el efecto, el productor/comercializador determina, con base en metodologías generalmente aceptadas por la industria, las capacidades de producción disponibles con las correspondientes probabilidades de ocurrencia en el tiempo. Comisión expidió nuevas medidas para la contratación de gas por parte de los distribuidores/comercializadores con destino al mercado regulado |

Fuente: Análisis Arthur D. Little

F. GLP

Inventario de normas – GLP

| GLP | | |
|---------|-------------------------------------|--|
| Entidad | No y Año | Objeto |
| MME | 180581 04/23/2008 | Expide el reglamento Técnico para plantas de envasado |
| CREG | Res. 012/2007 | adopción de los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de Transporte |
| | En consulta! | |
| CREG | Res. 023/2008 | Por la cual se establece el Reglamento de Distribución y Comercialización Minorista de Gas Licuado de Petróleo |
| CREG | Doc. CREG 2008 (enviado a revisión) | Propuesta de transición para la remuneración del almacenamiento requerido para la comercialización mayorista y el transporte por ductos de GLP |
| CREG | Res. 066/2007 | Regulación de precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores |
| CREG | Res. 059/2008 | Por la cual se modifica la Resolución CREG 066 de 2007 relacionada con la regulación que establece los precios de suministro de GLP de Comercializadores Mayoristas a Distribuidores |
| CREG | Res. 045/2008 | Por la cual se establece la regulación aplicable al Periodo de Transición de un esquema de parque universal de cilindros a un esquema de parque marcado de cilindros de propiedad de los distribuidores, en el marco de la prestación del servicio público de distribución de GLP y se dictan otras disposiciones con respecto al Margen de Seguridad. |
| CREG | Res. 038/2008 En consulta! | Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de definir la metodología para determinar la tasa de retorno, el período de vida útil de los activos para efectos regulatorios y el factor de productividad para remunerar la actividad de Transporte de los Gases Licuados del Petróleo (GLP) por ductos. |
| CREG | Res. 052/2008 En consulta! | Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG por la cual se establece el precio de compra del Cilindro del parque universal de GLP de propiedad de los usuarios durante el Periodo de Transición. |

Fuente: Análisis Arthur D. Little