



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

Entregable IV: Plan
Nacional de Seguridad en
el Suministro

Preparado para:

Ministerio de Minas y Energía -
MME

Agencia Nacional de Hidrocarburos
- ANH

Comisión de Regulación de Gas y
Electricidad - CREG

Unidad de Planeación Minero
Energética - UPME

Arthur D. Little, Inc.
1600 Smith Street,
Suite 3960
Houston, Texas 77002
U.S.A.
Teléfono +1 281-404-9856
Fax +1 713-655-0726

www.adlittle.com

Índice

1.	INTRODUCCIÓN	3
2.	APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.....	5
3.	LINEAMIENTOS PARA UN PLAN DE EMERGENCIAS.....	10
3.1	EXPERIENCIAS INTERNACIONALES.....	12
3.2	ANTECEDENTES Y ENFOQUE INSTITUCIONAL PARA MANEJO DE EMERGENCIAS EN COLOMBIA	18
3.3	GAS NATURAL	20
3.3.1	CRITERIOS PARA LA ACTIVACIÓN DEL PLAN DE EMERGENCIAS	21
3.3.2	COMITÉ DE CRISIS.....	21
3.3.3	DISEÑO DE LOS MECANISMOS DE ACCIÓN FRENTE A LA CRISIS	23
3.4	COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, GLP Y BIOCOMBUSTIBLES	27
3.4.1	PLANES DE EMERGENCIA EXISTENTES	27
3.4.2	PLAN DE EMERGENCIA ANTE FALLAS EN EL ABASTECIMIENTO	28
3.4.3	CRITERIOS PARA LA ACTIVACIÓN DEL PLAN DE EMERGENCIAS	30
3.4.4	DISEÑO DE LOS MECANISMOS DE ACCIÓN FRENTE A LA CRISIS	32
3.4.4.1	COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	32
3.4.4.2	GLP	49
3.4.4.3	BIOCOMBUSTIBLES.....	52
3.4.5	COMITÉ DE CRISIS.....	53
3.4.6	PROCESO PARA LA ATENCIÓN DE LAS SITUACIONES DE EMERGENCIA:	56
4	CONCLUSIONES GENERALES DEL ESTUDIO.....	58
4.1	SOBRE EL MARCO CONCEPTUAL Y DE POLÍTICA.....	58
4.2	CRITERIOS DE CONFIABILIDAD	62
4.3	GAS NATURAL	63
4.3.1	DIAGNÓSTICO DEL SECTOR	63
4.3.2	IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.....	63
4.3.3	SISTEMAS DE INFORMACIÓN	65
4.3.4	RECOMENDACIONES PARA LA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DEL ABASTECIMIENTO.....	67
4.3.5	LINEAMIENTOS PARA EL PLAN DE EMERGENCIAS DE GAS NATURAL.....	70
4.4	COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, GLP Y BIOCOMBUSTIBLES	71
4.4.1	DIAGNÓSTICO DEL SECTOR	71
4.4.2	IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.....	72
4.4.3	SISTEMAS DE INFORMACIÓN	73
4.4.4	RECOMENDACIONES PARA LA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DEL ABASTECIMIENTO	76
4.4.5	LINEAMIENTOS PARA EL PLAN DE EMERGENCIAS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, GLP Y BIOCOMBUSTIBLES.....	79
5	BIBLIOGRAFÍA	82

1. Introducción

El presente informe se presenta en desarrollo del estudio contratado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo (FONADE) para realizar una consultoría para la “Evaluación de Riesgos de Desabastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo; La definición de un marco normativo para la seguridad del abastecimiento de hidrocarburos y para garantizar los niveles de confiabilidad requeridos; y el diseño de un plan de acciones a implementar en situaciones extremas que puedan afectar la seguridad en el suministro de hidrocarburos, derivados y biocombustibles.

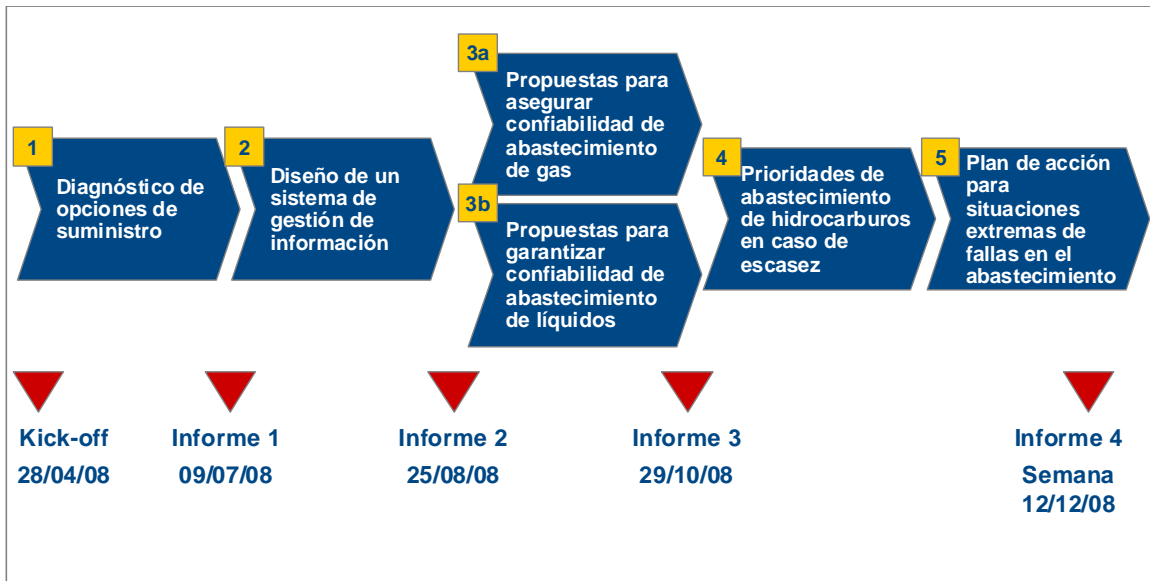
Este estudio es coordinado por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía (MME) y es supervisado por un Comité Técnico integrado adicionalmente por la Dirección de Gas del Ministerio, la Comisión de Regulación de Gas y Electricidad (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética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

Los objetivos específicos del estudio son:

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

Para el cumplimiento de los objetivos enunciados anteriormente Arthur D. Little estableció un plan de trabajo con ocho tareas específicas vinculadas a la identificación de la situación actual y riesgos, la definición de objetivos, la evaluación de opciones y el desarrollo de un plan de implantación como se describe a continuación:

Plan de trabajo



A continuación se presenta el informe correspondiente al desarrollo del **Plan de Acción para la Atención de Emergencias de Fallas en el Abastecimiento** correspondiente a la cuarta etapa del estudio.

Este informe consta de dos capítulos, además de esta introducción.

El segundo capítulo recolecta y resume los principales indicadores y criterios de confiabilidad identificados a lo largo de las distintas fases del estudio, clasificándolos de acuerdo a su objetivo. En particular, se identifican algunos criterios y se recomiendan otros que podrían ser utilizados para la activación de Planes de Emergencia, que constituyen el núcleo central del reporte.

El tercer capítulo del reporte se enfoca en el desarrollo de Lineamientos para un Plan de Emergencia. Incluye una sección en la que se analiza la experiencia y se extraen las principales conclusiones en el manejo de crisis a nivel internacional, con foco en los países que integran la Agencia Internacional de Energía. Luego se realiza un análisis sobre la regulación y procedimientos existentes en la actualidad en Colombia para el manejo de situaciones de emergencia nacionales en general.

Las últimas secciones de este capítulo analizan la regulación y mecanismos existentes para la atención de situaciones de desabastecimiento en las cadenas de gas natural y combustibles líquidos, GLP y biocombustibles, respectivamente (estos últimos analizados en forma conjunta). Tras analizar el marco existente, se proponen una serie de recomendaciones de mejora y lineamientos que deberían guiar la actuación ante situaciones de desabastecimiento en atención a las prácticas internacionales y la situación particular del mercado colombiano.

2. Aplicación de los Criterios de Confiabilidad

Uno de los objetivos del estudio es identificar un conjunto de indicadores y criterios de confiabilidad en el abastecimiento. El objetivo de esta sección es extraer y consolidar los elementos clave elaborados a lo largo de las distintas etapas del estudio.

En primer lugar, es necesario establecer una separación entre **indicadores** y **criterios** de confiabilidad. Mientras que el seguimiento de los primeros permite extraer conclusiones en cuanto a la evaluación general de las cadenas de abastecimiento y activar acciones específicas en materia de planes de emergencia o regulatoria, los segundos definen estándares de funcionamiento deseado para las cadenas, ya sea a través de la identificación de deficiencias actuales o previstas en la infraestructura o mediante la definición de estándares operacionales requeridos a los agentes responsables de las mismas.

El cuadro que sigue resume las diferencias entre los dos instrumentos y describe los objetivos buscados con su aplicación.

Indicadores y criterios de confiabilidad – Descripción de objetivos

		Objetivo
Indicadores	Identificar y evaluar riesgos de desabastecimiento	<ul style="list-style-type: none"> Disponer de mecanismos objetivos para la detección y evaluación de vulnerabilidades en los distintos segmentos de una cadena e identificación de riesgos de desabastecimiento Insumo para la formulación de política energética y el diseño de regulación
	Activar medidas regulatorias/ planes de emergencia	<ul style="list-style-type: none"> Disponer de indicadores objetivos que funcionen como alarmas o sistemas de detección temprana para activar medidas regulatorias o planes de respuesta ante situaciones de emergencia
Criterios de confiabilidad	Establecer estándares operacionales	<ul style="list-style-type: none"> Contar con lineamientos del grado de flexibilidad deseable en las cadenas de suministro para garantizar el abastecimiento aun en casos de incidentes
	Identificar proyectos de inversión	<ul style="list-style-type: none"> Identificar necesidades de inversión para proyectos de expansión o flexibilización

Fuente: Arthur D. Little

En el segundo reporte se desarrolló un sistema detallado de indicadores de confiabilidad para cada una de las cadenas analizadas, separados entre aquellos orientados a la garantía del suministro de energéticos y aquellos relacionados a la garantía de la operación

confiable de la infraestructura existente. La siguiente gráfica ilustra esquemáticamente este enfoque metodológico para el caso de los combustibles líquidos.

Indicadores de confiabilidad – Sistema de indicadores para el monitoreo de las cadenas



Fuente: Arthur D. Little

El objetivo principal de dichos indicadores es disponer de mecanismos objetivos para la detección y evaluación de vulnerabilidades en los distintos segmentos y a nivel global, y constituye un insumo importante para la formulación de política energética y el diseño de regulación.

Un segundo objetivo de los indicadores es el de servir como alarma para activar determinadas medidas regulatorias y de control (por ejemplo, ajuste en señales de precios, revisión de mecanismos e incentivos para ampliación de infraestructura, sanciones) o planes de emergencia. A continuación se detallan los principales indicadores de este tipo existentes o propuestos para las cadenas de gas natural y combustibles líquidos, y los mecanismos activados.

Indicadores de confiabilidad – Activación de mecanismos regulatorios o Plan de Emergencias

Sector	Indicador	Acción implícita
Gas Natural	Reservas / Producción < 7 años	Restricción a nuevos compromisos de exportación de gas
	Déficit de oferta en algún nodo de la red	Dispare medidas de priorización de demanda (Decreto 880)
Combustibles líquidos	Duración de una interrupción en la producción \geq 3 días, o Reducción de inventarios nacionales del 20%	Plan de Emergencia Líquidos (Nive 1)*
	Duración de una interrupción en la producción \geq 7 días, o Reducción de inventarios nacionales del 50%	Plan de Emergencia Líquidos (Nive 2)*

(*) Desarrollados en detalle en la sección 3.3

Fuente: Arthur D. Little

Con respecto a los criterios de confiabilidad, a continuación se exponen los más relevantes, algunos de los cuales ya son utilizados y otros que se proponen para ser incorporados.

Criterios de confiabilidad

Gas Natural	Oferta de Gas disponible para atención de 100% de los sistemas de compresión + usuarios regulados	Identificación, desarrollo y mantenimiento de fuentes de abastecimiento
	Oferta de Gas disponible para respaldo de los contratos en firme	
	Infraestructura que permita atender 100% de la demanda regulada en ciudades de más de 1.000.000 de habitantes ante eventos de interrupción de hasta 3 días en el suministro	Inversión en capacidad de almacenamiento
	Respaldo de capacidad de compresión permite mantener > 80% de la presión normal de operación	Adición de capacidad
	Frecuencia de fallas operacionales en 1re cuartil de desempeño entre activos comparables	Estándares operacionales
Combustibles Líquidos	Inventarios/Consumo \geq 9 días (Costa) \geq 20-25 días (Interior)	Sanción (multa, suspensión de licencia)
	Reducción de la demanda a través de la activación de medidas de racionamiento del 15% para gasolina y 10% de diesel	Revisión de los patrones de consumo y medidas de eficiencia y sustitución
	Frecuencia de fallas operacionales en 1re cuartil de desempeño entre activos comparables	Estándares operacionales

Fuente: Arthur D. Little

En el caso del gas natural, desde el punto de vista de suministro, ya existe un criterio relacionado al requerimiento de disponer de respaldo físico para los contratos de suministro en firme y se propone como criterio adicional el requerimiento de atención del 100% de los sistemas de compresión y los usuarios residenciales y pequeños comerciales.

Desde el punto de vista de la confiabilidad en la operación, además del criterio de cobertura del servicio (almacenamiento) a usuarios regulados en grandes ciudades (o grupos de ciudades), se propone la utilización de los dos siguientes:

- Respaldo de capacidad de compresión tal que permita mantener más del 80% de la presión normal de operación del sistema¹
- Frecuencias de fallas operacionales en el primer cuartil entre activos comparables. Es este sentido, como fue sugerido en el informe II consideramos que se debe llevar un registro de las fallas del sistema para identificar y prever posibles problemas de desabastecimiento como resultado de fallas en la operación o en los estándares de mantenimiento de los equipos. Cuando dichas fallas registradas superen el primer cuartil de activos semejantes será necesaria una revisión de las prácticas operacionales con el fin de no poner en peligro la seguridad del suministro. Actualmente la CREG recibe unos reportes anuales de fallas en el transporte de gas.

Algunos criterios de confiabilidad definidos tienen implicaciones directas en términos de infraestructura requerida y sus mecanismos de remuneración.

En el caso de los riesgos de suministro, un criterio para la remuneración de infraestructura podría ser el concepto de margen de oferta sobre la demanda durante el horizonte de proyección. Por ejemplo, mantener una capacidad de suministro (ya sea vía producción doméstica o a través de importaciones) superior en un 10% de la demanda.

Sin embargo, para el mercado colombiano no se considera conveniente la adopción de este tipo de criterios

- En combustibles líquidos las ampliaciones y modernización del parque refinador son decididas en base a criterios de rentabilidad económica
- En el mercado de gas natural la inversión en infraestructura de importación debe justificarse per se (en base a criterios de competencia con otros energéticos disponibles, tal cual se desarrolló en el tercer reporte)

En el caso de los riesgos operacionales, los criterios para remuneración de infraestructura utilizados en algunos países típicamente definen el tipo de evento que se desea cubrir a través de la disponibilidad de ciertas infraestructuras. Por ejemplo, algunos países de Europa con importante amplitud de temperatura en el año definen como criterio que los agentes participantes en el mercado de gas deben estar preparados para suministrar el

¹ Se deberá evaluar con los transportadores que no existan contradicciones entre los indicadores y que en efecto el 80% de capacidad de compresión es adecuado para el abastecimiento de los usuarios regulados

mercado en situaciones críticas como el invierno más frío de los últimos 30 o 50 años (“*1-in-30, 1-in-50 years*”).

Para el mercado colombiano, se han definido a lo largo del estudio algunos criterios específicos en este sentido.

- Combustibles líquidos
 - Permitir la remuneración de inventarios equivalentes a 9 días en la región de la Costa y 20-25 días (dependiendo del producto) en el Interior
- Gas Natural
 - Infraestructura que permita atender 100% de la demanda regulada en ciudades (o grupos de ciudades/mercados geográficos) de más de 1.000.000 de habitantes ante eventos de interrupción de hasta 3 días en el suministro

3. Lineamientos para un Plan de Emergencias

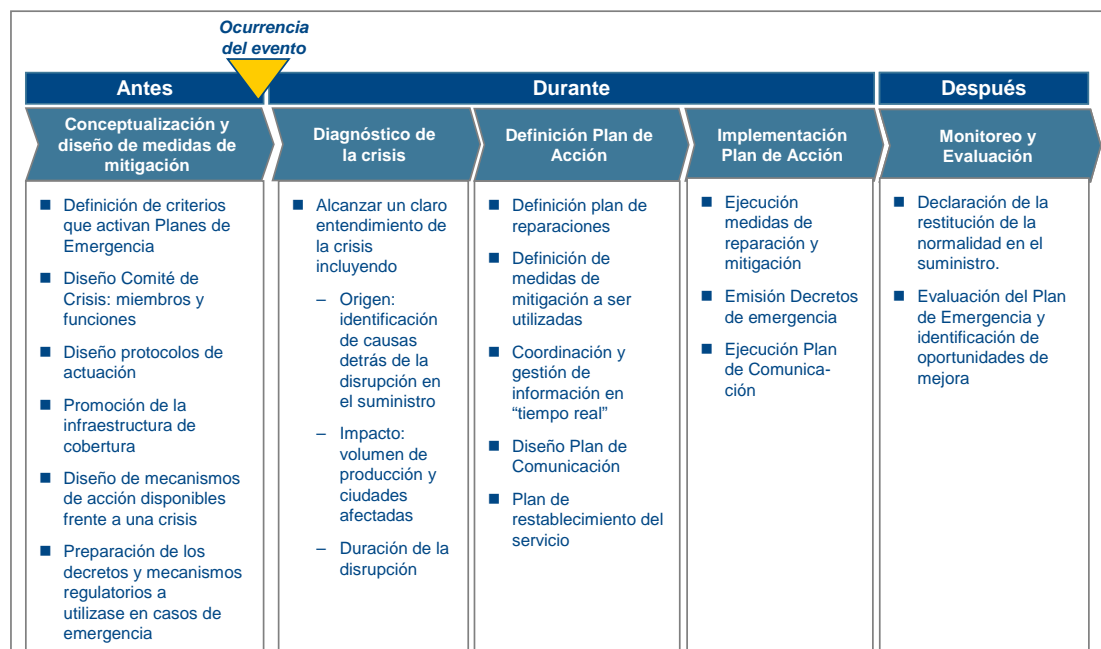
Como se describió en la introducción de este reporte, el objetivo final de este trabajo es definir una serie de propuestas para la atención de situaciones de emergencia. Es decir, mientras que el foco del estudio estuvo hasta ahora centrado en formular recomendaciones para evitar o reducir la probabilidad de ocurrencia de desabastecimientos, esta sección se centra en la definición de lineamientos para proceder en situaciones de emergencia.

Previo al estudio del caso particular colombiano, en este capítulo se extraen algunas conclusiones en el manejo de este tipo de situaciones a nivel internacional, entre los países miembro de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

Luego se efectúa un análisis sobre los antecedentes existentes en Colombia para el manejo de emergencias energéticas. Dicho análisis parte del marco general existente para grandes emergencias a nivel país, y se enfoca luego en situaciones de emergencia energética.

El análisis realizado sigue el siguiente esquema conceptual, ilustrativo de las distintas fases que creemos que deben ser consideradas en el manejo de una situación de desabastecimiento energético.

Marco conceptual para el análisis de Planes de Emergencia



Fuente: Arthur D. Little

Previo a la ocurrencia de cualquier evento, existe una etapa continua de conceptualización y diseño de procedimientos e instancias de actuación a ser implementadas durante la ocurrencia de los mismos.

En primer lugar, es necesario definir los criterios que sirvan como activadores de los Planes de Emergencia. Si bien estos criterios pueden ser flexibilizados y deben ser sometidos al juicio de las autoridades competentes, consideramos positivo el ejercicio de visualización del tipo de eventos que podrían causar situaciones de emergencia.

Para este tipo de situaciones, como se describe más adelante en el informe, el análisis de la experiencia internacional sugiere la importancia de contar con instancias específicas de actuación como puede ser un comité de crisis, para lo cual es necesario definir de antemano cuáles serán sus integrantes (permanentes e invitados de acuerdo al evento específico) y las funciones generales del mismo.

Previo a la ocurrencia de un evento es importante contar con una identificación e inventario de medidas que podrían ser utilizadas, incluyendo una estimación del impacto que cada una de ellas podría tener y eventualmente un orden secuencial de aplicación de las mismas. Esto incluye medidas denominadas previamente de mitigación, como puede ser la promoción y utilización de infraestructura de almacenamiento que permita atenuar el impacto del evento y la necesidad de recurrir a mecanismos más severos como pueden ser los de restricción de demanda. Vinculado a esto, es oportuno contar de antemano con mecanismos regulatorios ya definidos.

Tras la ocurrencia de un evento, resulta crítico realizar un rápido y acertado diagnóstico de la situación que incluya origen, impacto y duración prevista. Una vez realizado el diagnóstico, el paso siguiente consiste en diseñar el Plan de Acción específico, que incluirá mayormente las medidas identificadas de antemano. Este Plan de Acción debe incluir un Plan de Comunicación, definición de roles y responsabilidades, instrumentación de aspectos regulatorios en caso de ser requeridos y un plan de reestablecimiento del servicio formalizado por el agente dueño u operador de la infraestructura afectada. Durante la ejecución del plan de acción se requiere una alta coordinación y gestión de la información en “tiempo real”.

Finalmente, una vez reestablecido el servicio y finalizada la emergencia, debe existir una evaluación de la efectividad del Plan de Emergencia e identificación de aspectos a ser mejorados.

3.1 Experiencias Internacionales

Con el objetivo de extraer algunas conclusiones para el caso particular de Colombia, se analizaron los mecanismos existentes a nivel internacional para el manejo de situaciones de crisis de abastecimiento energético.

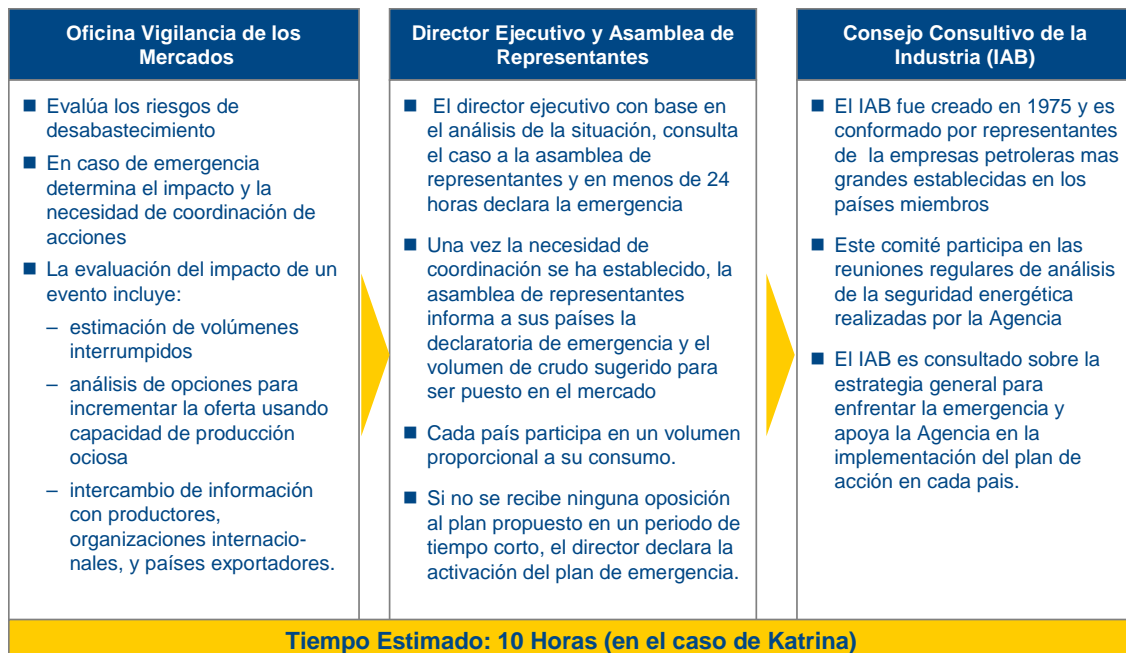
En particular, se analizó el caso de la Agencia Internacional de Energía (AIE), que establece una serie de directivas y lineamientos para el manejo de estas situaciones para sus 26 países miembros.

Esta agencia fue creada en el año 1974 como respuesta de los países importadores de crudo al embargo petrolero.

Si bien históricamente la AIE establecía como criterio para la activación de medidas de emergencia eventos que produjeran reducciones en la oferta mayores al 7% para todos los países en conjunto, actualmente este criterio ha sido flexibilizado, y se ha establecido que las medidas de emergencia sean accionadas en función del evento particular y según el criterio de un comité que evalúa la gravedad de la crisis.

Para esto cuenta con tres instancias para la identificación y declaración de las emergencias, según se describe en la siguiente gráfica.

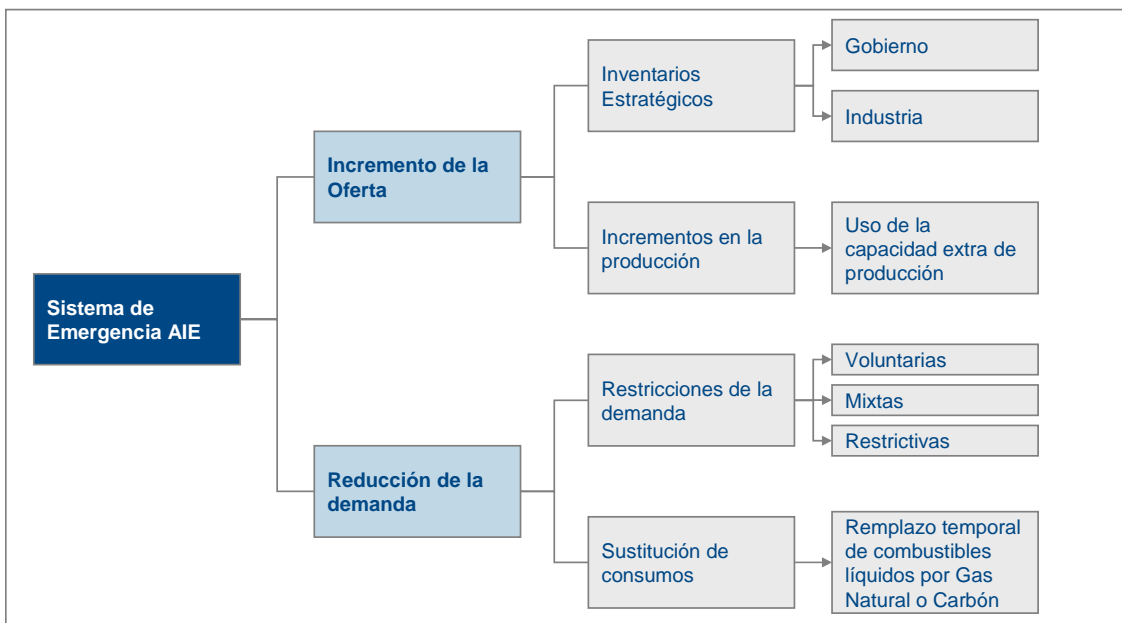
Instancias para la identificación y declaración de emergencias



Fuente: AIE

Como ya ha sido descrito en informes anteriores, la AIE identifica dos grandes grupos de medidas para la atención de situaciones de emergencia. Por el lado de la oferta, los dos mecanismos señalados son la utilización de inventarios estratégicos e incrementos transitorios en la producción doméstica (obviamente esto únicamente aplica para los países que disponen de producción propia). Como medidas para lograr reducir transitoriamente la demanda, identifica alternativas de restricción de demanda (voluntarias, mixtas o de restricción severa dependiendo de la gravedad) y de sustitución en el consumo por energéticos alternativos.

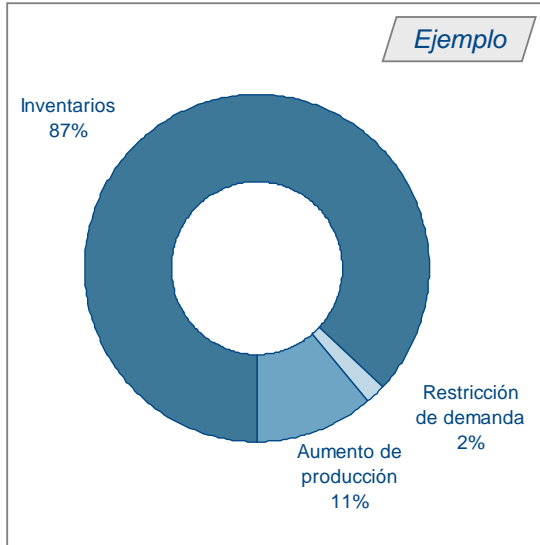
Medidas de acción ante situaciones de emergencia – Visión AIE



Fuente: AIE

El análisis de las crisis más recientes muestra que la utilización de inventarios es claramente la medida más efectiva de mitigación, tanto en términos de importancia de volúmenes como de tiempo de respuesta. A modo de ejemplo, durante el huracán Katrina que afectó gran parte de la infraestructura de suministro y transporte de hidrocarburos en la Costa del Golfo de los Estados Unidos en 2005, cerca del 90% del volumen afectado por las distintas medidas de mitigación activadas en forma coordinada por todos los países fue alcanzado mediante la liberación de inventarios.

Acción coordinada ante el huracán Katrina (año 2005)



Fuente: AIE

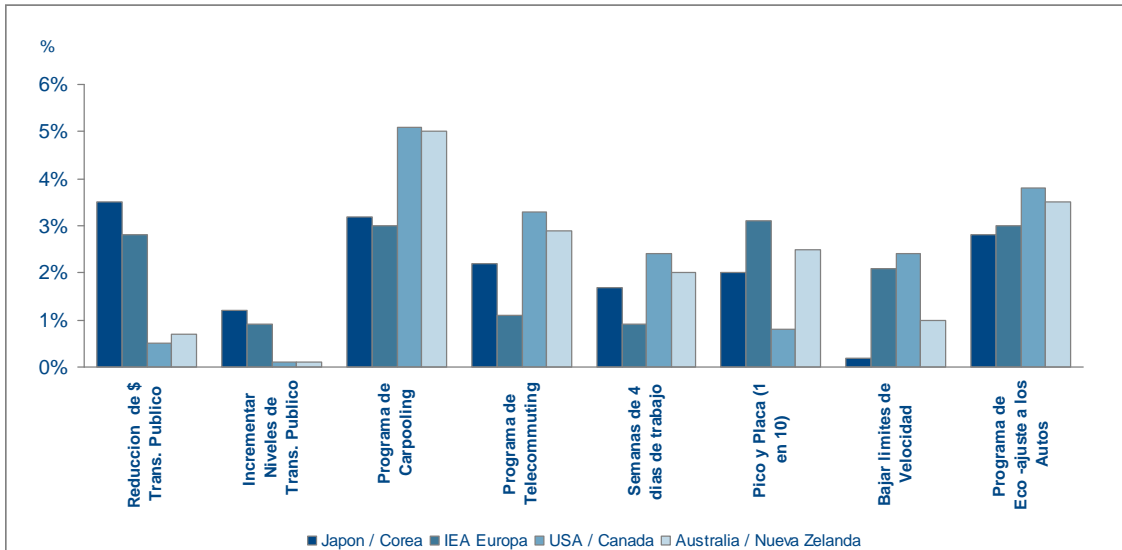
La AIE reconoce la limitada capacidad de las medidas de demanda (y su elevado costo político y económico), requiriendo a sus países miembros contar con medidas que le permitan hasta un 10% de reducción. Un análisis realizado por la agencia sobre este tema le permitió concluir que las medidas (voluntarias y moderadas) de reducción de demanda pueden tener un impacto individual de hasta 5%. Dicho impacto dependerá, además, de las características del mercado analizado, con importantes diferencias encontradas entre varios países analizados.

Medidas de reducción de demanda – Impacto estimado

Impacto	Medida
~ 4-5%	Uso compartido obligatorio de vehículos (carpooling): grandes programas designando carriles de emergencia específicamente dedicados en todas las carreteras, campañas de comunicación para conectar los pasajeros
	Pico y placa: a partir del número de placas (par, impar); requiere despliegue policial y grandes campañas de comunicación
	Límites de velocidad: reducir los límites de velocidad en carreteras (por ejemplo, a 90km/h); requiere despliegue policial y grandes campañas públicas de comunicación
~2-3%	Transporte público gratis
	Trabajo a distancia (telecommuting): requiere amplia participación del sector empresarial
	Semana de trabajo comprimida: requiere participación de empleadores y campaña pública
	Pico y placa: 1 cada 10 días en base al número de placa; requiere despliegue oficial y grandes campañas de comunicación
~1%	Transporte público: 50% de reducción en tarifas
	Uso compartido de vehículos (carpooling): programa voluntario
<1%	Prioridad transporte público masivo: utilización carriles exclusivos de transporte masivo durante las 24hs

Fuente: AIE

Medidas de reducción de demanda – Impacto estimado por país/región



Fuente: AIE

Por otra parte, dependiendo del país, las medidas más efectivas (típicamente aquellas de carácter obligatorio) pueden requerir largos períodos de implementación.

Con respecto a la implementación de los planes de contingencia, la AIE típicamente reconoce la existencia de tres fases que incluyen el diseño pormenorizado del plan de acción a ser instrumentado, la definición e instrumentación de acciones regulatorias necesarias y, finalmente, la ejecución que consiste fundamentalmente en la liberación coordinada de inventarios estratégicos (dependiente del esquema de inventarios estratégicos existente en cada país).

A nivel de cada uno de los países, la responsabilidad sobre la gestión de las situaciones de emergencia energética es típicamente delegada en una Organización Nacional de Manejo de Emergencias (ONME). Por lo general, el responsable último en el manejo de estas situaciones es la autoridad máxima del país en materia de energía (Ministerio o Secretaría dependiendo del caso), quien determina la necesidad de actuación de esta ONME de acuerdo al caso.

La estructura de la ONME es diferente en cada país miembro de la AIE, dependiendo de las estructuras políticas y del mercado energético. Sin embargo, en la mayoría de los casos posee representantes de la industria, expertos de mercados energéticos y personal específico del gobierno. Por otra parte, muchas veces la estructura de estas organizaciones se extiende para incorporar actores específicos necesarios según el caso. Las principales responsabilidades de la ONME son: preparación de planes de contingencia, realización de simulacros y análisis de tiempos e impactos de medidas de incremento de oferta y reducción de demanda.

En el caso del gas, la AIE no dispone de medidas y lineamientos claros y específicos como en el caso de hidrocarburos líquidos. Sin embargo, reconoce la mayor vulnerabilidad de sus países miembros ante la dependencia creciente de importaciones, y recomienda el desarrollo de Planes de Emergencia por parte de los mismos.

En términos generales, reconoce un potencial mucho más limitado en las medidas de oferta para la atención de crisis que en el caso de combustibles líquidos.

En primer lugar, considera que el almacenamiento estratégico de gas es mucho menos efectivo que el de petróleo crudo o combustibles líquidos, teniendo en cuenta que se limita a “cubrir” un número menor de eventos (por las características de transporte de este hidrocarburo) y que el costo de infraestructura de almacenamiento de gas es significativamente superior (mayor inversión y costo de operación).

Si bien algunos países disponen de infraestructura de importación de GNL o capacidad de transporte por tubo ociosa y pueden beneficiarse de esto ante situaciones de emergencia, no considera costo-efectiva la inversión en infraestructura sabiendo a priori que la misma estará subutilizada la mayor parte del tiempo. Para el caso de la generación térmica existen opciones como la generación con combustibles alternos en casos de emergencia o el almacenamiento de gas conforme se desarrollo en el informe III del presente estudio.

De esta forma, considera que las medidas de demanda son formas más efectivas de mitigación ante eventos imprevistos:

- En mercados con precio libre (y líquidos) el rápido aumento de precios provoca un ajuste automático en la demanda
- Algunos países han incentivado la disponibilidad de utilización de combustibles alternativos en las industrias en que esto es posible (a través de incentivos económicos)
- Los mercados más maduros de gas disponen de una significativa proporción de usuarios con contratos de suministro interrumpible
- Varios países han desarrollado mecanismos de restricción de demanda como última instancia

En base al análisis de la experiencia de los países de la AIE en el manejo de situaciones de emergencia energética se desprenden las siguientes conclusiones principales:

- Todos los países cuentan con instancias de actuación a nivel nacional (Organización Nacional de Manejo de Emergencias) para el manejo de crisis de desabastecimiento, por lo general liderada por la autoridad máxima en materia energética y con participación de los principales agentes del sector
- Sus responsabilidades principales son la preparación de planes de contingencia, realización de simulacros y análisis de tiempos e impactos de medidas de incremento de oferta y reducción de demanda
- Si bien es deseable la visualización del tipo de eventos críticos con potencial de activar los Planes de Emergencia, se recomienda un enfoque “caso por caso” para la determinación de una situación de emergencia
- En el caso de petróleo y combustibles líquidos la medida más efectiva para la atención de emergencias es la utilización (liberación) coordinada de inventarios

- Las medidas de reducción de demanda tienen menor efectividad y un mayor costo económico y político; en el mercado de gas, la utilización de inventarios es menos efectiva
- Si bien el Plan de Acción es definido e implementado en función de los requerimientos del evento particular, es recomendable contar previo a la crisis con una identificación de medidas con potencial de ser utilizadas, su impacto estimado y requerimientos para su implementación

3.2 Antecedentes y enfoque institucional para manejo de emergencias en Colombia

Una situación de desabastecimiento crítico de energía puede presentarse bajo dos formas: aquella que se origina en un desastre de acuerdo con la definición fijada por la Ley 46 de 1988, y aquella que se crea por eventos imprevistos y extraordinarios en el abastecimiento que, sin corresponder a la calificación de desastre natural, afectan negativamente y en forma drástica el abastecimiento de energía (mediante un problema grave en la infraestructura central de suministro o transporte de una o varias cadenas).

Esta diferenciación de las dos situaciones es importante desde el punto de vista de los mecanismos y margo legal establecidos para su manejo.

En el caso de desastres, existe una legislación y normatividad precisas que indican los procedimientos a seguir y las responsabilidades asignadas. En el segundo caso, se trata de una situación de “emergencia energética” que requiere de otros mecanismos, precisados en forma parcial en el caso de gas natural y sin una definición completa en el caso de combustibles líquidos. A continuación se amplía al respecto.

Para la situación de desastres, la Ley 46 de 1988 (reglamentada mediante Decreto Ley 0919 de 1989) creó y organizó el Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres (SNPAD) y definió “desastre” como *“el daño grave o la alteración grave de las condiciones normales de vida en un área geográfica determinada, causadas por fenómenos naturales y por efectos catastróficos de la acción del hombre en forma accidental, que requiera por ello de la especial atención de los organismos del Estado y de otras entidades de carácter humanitario o de servicio social”*

La definición de “desastre” conlleva la calificación de “alteración grave de las condiciones normales de vida” y está asociado a eventos como terremotos, huracanes, erupciones volcánicas, inundaciones y actos accidentales como los que ocasionan incendios de grandes proporciones.

La Ley ordena la elaboración y adopción de un Plan de Nacional para la Prevención y Atención de Desastres que es adoptado mediante Decreto. Igualmente, estructura un esquema organizativo conformado por comités.

La máxima autoridad del Sistema es el Comité Nacional integrado por el Presidente, los ministros de Gobierno, Hacienda, Defensa, Salud, Comunicaciones y Obras Públicas y Transporte; el Jefe del DNP, los Directores de la Defensa Civil y de la Cruz Roja; el Jefe de la Oficina Nacional para la Atención de Desastres; y dos representantes del Presidente escogidos de las Asociaciones Gremiales Profesionales o Comunitarias.

Como se puede observar, el MME no forma parte de dicho Comité. Tampoco forma parte del Comité Técnico Nacional (organismo de carácter asesor y coordinador) creado por el Decreto 0919 (la única entidad adscrita al MME incluida es el INGEOMINAS).

La situación de “desastre” (o “calamidad pública”) se declara mediante Decreto del Presidente, previo concepto del Comité Nacional, para lo cual se debe indicar su

magnitud y efectos de carácter nacional, regional y local. En ese mismo decreto, se deben señalar según la naturaleza del desastre, las entidades y organismos que estarán obligados a participar en la ejecución del plan específico, las labores que deberán desarrollar y la forma como se someterán a la dirección, coordinación y control por parte de la entidad o funcionario competente.

De acuerdo con las características y condiciones del desastre declarado, la Oficina Nacional para la Atención de Desastres debe elaborar, dentro del marco del Plan Nacional, un Plan de Acción Específico para la Atención de Desastres, de obligatorio cumplimiento para las entidades públicas y privadas involucradas. El Decreto 0919 de 1989 reglamenta en detalle los criterios del planeamiento operativo y de planes de contingencias e incluye los mecanismos económicos y contractuales para viabilizar la ejecución.

En este marco, existe una serie de Guías y Protocolos de Actuación frente a la ocurrencia de Desastres Naturales que exige, entre otras cosas, el requerimiento de elaborar diez Planes Sectoriales para Emergencias entre los que se incluyen los Servicios Públicos, cuya coordinación está a cargo del MME.

Los principales objetivos de dicho plan son:

- Fomentar la cultura de la prevención en las entidades del sector de servicios públicos domiciliarios
- Instar a las empresas prestadoras de servicios públicos a elaborar e implementar su propio plan de contingencia en coordinación con el SNPAD
- Efectuar un seguimiento y apoyo continuo a los planes de contingencia

Los lineamientos generales ya establecidos para este plan contemplan la actuación de un Comité Coordinador de Emergencias Nacionales en estas situaciones, integrado entre otros por un Delegado de Gas, uno de Minas, uno de Hidrocarburos y uno de Energía.

Para el caso de “emergencias energéticas”, Colombia dispone de mecanismos existentes, con distintos grado de formalización, tanto para los combustibles líquidos como del gas natural.

En el primer caso, ECOPETROL cuenta con un plan de acción en casos de emergencias, mientras que en el caso del gas natural, el Decreto 880 de 2007 define los lineamientos de actuación en casos de emergencias de gas ocurridas en el sector.

3.3 Gas Natural

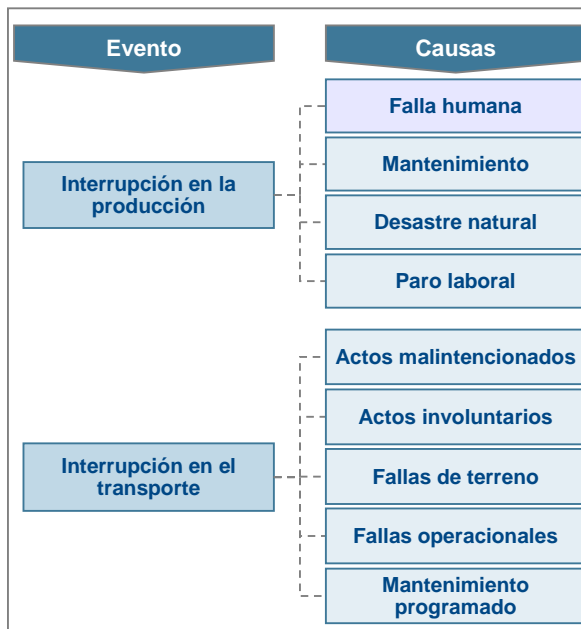
Por las características intrínsecas del mercado, cualquier evento operacional con impacto en la producción y/o el transporte de gas tiene alta probabilidad de provocar desabastecimiento en algún nodo de demanda.

Dicha situación se ve potenciada en el caso de Colombia por:

- Alta dependencia de dos únicas fuentes de suministro primario
- Sistema de transporte radial
- Ausencia de infraestructura de cobertura

Por lo tanto, cualquier evento con potencial de interrumpir o reducir el suministro o transporte de volúmenes establecidos contractualmente deben accionar Planes de Emergencia. El análisis de los eventos más críticos considerando probabilidad de ocurrencia e impacto potencial fue desarrollado en detalle en la primera etapa del estudio.

Eventos con potencial de generar situaciones de emergencia en el mercado de gas



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Como se mencionó en la sección 3.2, Colombia ya ha avanzado en la definición de procedimientos de actuación ante situaciones de emergencia en el mercado de Gas Natural. Es así como a partir de la ley 401 de 1997, artículo 16, se otorgaron facultades al Gobierno Nacional para reglamentar las prioridades de suministro en casos de restricción de la oferta o grave emergencia. Mediante Decreto 1515 de 2002 se expidió la reglamentación, la cual ha venido evolucionando con la experiencia hasta el Decreto 880 de 2007 que se encuentra vigente (y en revisión).

Consideramos que la mayor parte de los aspectos relacionados al manejo de una crisis están abordados en forma adecuada a través de ese decreto (es decir, el Decreto puede ser considerado en sí mismo el plan de emergencias para el sector de gas).

Análisis de aspectos abordados en el Decreto 880 para el manejo de situaciones de emergencia

Ocurrencia del evento				
Antes		Durante		Después
Implementación de medidas de Mitigación	Diagnóstico de la crisis	Definición Plan de Acción	Implementación Plan de Acción	Monitoreo y Evaluación
<ul style="list-style-type: none"> ■ Definición de criterios que activan Planes de Emergencia ✓ ■ Diseño Comité de Crisis: miembros y funciones ■ Diseño protocolos de actuación ✓ ■ Promoción de la infraestructura de cobertura ■ Diseño de mecanismos de acción disponibles frente a una crisis ✓ ■ Preparación de los decretos y mecanismos regulatorios a utilizarse en casos de emergencia ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alcanzar un claro entendimiento de la crisis ✓ <ul style="list-style-type: none"> - Origen: identificación de causas detrás de la disrupción en el suministro - Impacto: volumen de producción y ciudades afectadas - Duración de la disrupción 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Definición de medidas de mitigación a ser utilizadas ✓ ■ Coordinación y gestión de información en "tiempo real" ✓ ■ Diseño Plan de Comunicación ■ Plan de restablecimiento del servicio ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Emisión Decretos de emergencia ✓ ■ Ejecución Plan de Comunicación ■ Ejecución medidas de mitigación ✓ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Declaración de la restitución de la normalidad en el suministro ✓ ■ Evaluación del Plan de Emergencia y identificación de oportunidades de mejora ✓
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Aspectos cubierto completamente en Decreto 880 ✓ Aspecto cubierto parcialmente en Decreto 880 </div>				

Fuente: Análisis Arthur D. Little

3.3.1 Criterios para la activación del plan de emergencias

En primer lugar, el Decreto define con claridad el criterio de activación, ante situaciones definidas como “Insalvables restricciones en la oferta o situaciones de grave emergencia no transitorias”. El artículo 1° define a dicha situación como una “*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*”.

3.3.2 Comité de Crisis

El Decreto no establece la necesidad de intervención de un Comité de Crisis ante situaciones de este tipo. El mecanismo desarrollado prevé que sean los propios agentes los responsables de priorizar los volúmenes de acuerdo a lo establecido.

Para el monitoreo se establecen una serie de requerimientos en materia de información

- Nominaciones deben ser discriminadas entre eléctricas, no eléctricas y mercado secundario

- Agentes deben declarar semestralmente volumen contratado para usuarios residenciales y comerciales

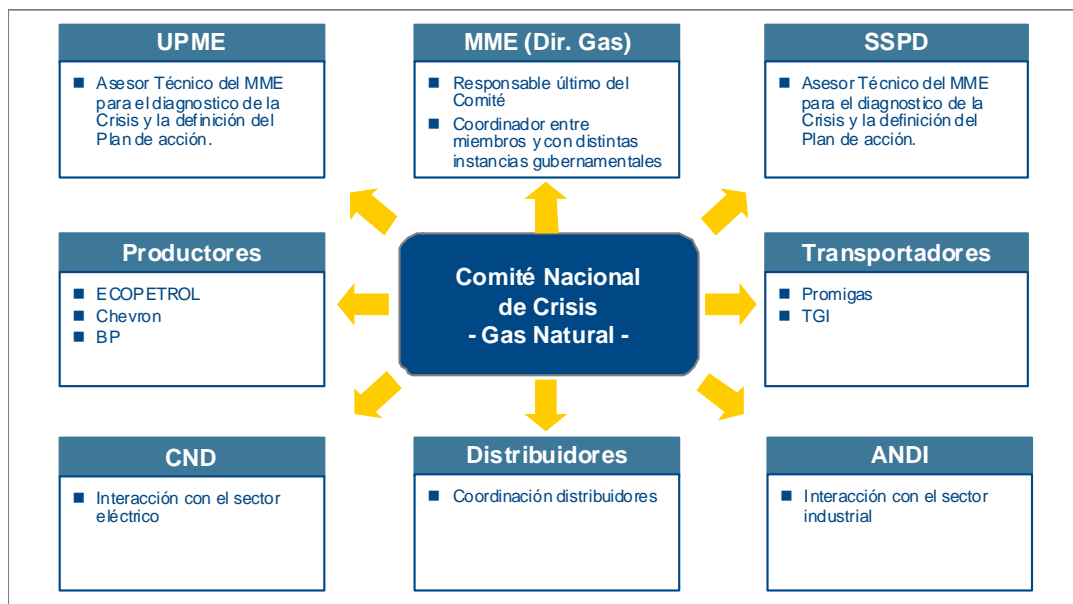
Adicionalmente el Decreto establece que, en situaciones de emergencia, los agentes están obligados a enviar la siguiente información.

- Reporte inmediato de la situación identificando causas y efectos
- Los productores y productores-comercializadores deben publicar en sus páginas web el programa de suministro desagregado por cliente para el siguiente día del gas
- Los transportadores deben publicar a través de sus BEO's el programa de transporte por remitente para el día siguiente del gas

Con base en el análisis de las experiencias internacionales y algunos aspectos particulares del mercado de gas colombiano (participación de numerosos actores a lo largo de la cadena) consideramos oportuno la intervención de un Comité de Crisis, particularmente para eventos de gran magnitud, como pueden ser interrupciones en la producción de alguno de los dos campos principales o en ramales troncales del sistema de gasoducto. Dicho Comité sería de carácter asesor y aseguraría un intercambio de información y accionar coordinado a lo largo de la cadena, y permitiría ajustar o flexibilizar ciertas medidas según fuera requerido por la situación particular. Las principales funciones serían:

- Lograr un entendimiento rápido y profundo de la crisis
 - Origen: identificación de causas detrás de la disrupción en el suministro
 - Impacto: volumen de producción y ciudades afectadas
 - Duración: tiempo estimado de duración de la disrupción
- Recomendar al MME la declaración del estado de emergencia
- Elaborar y recomendar la adopción de un Plan de Acción ante la crisis:
 - En función de la gravedad de la crisis, evaluar la necesidad de recomendar la modificación o adopción de los mecanismos ya establecidos en el Decreto 880
 - Coordinación y gestión de información en “tiempo real”
 - Cuando la gravedad de la crisis lo amerite, recomendar la declaración de Estado de Emergencia previsto en el artículo 15 de la Constitución Política.
 - Diseño y ejecución de Plan de Comunicación

Comité de Crisis – Gas Natural



Fuente: Análisis Arthur D. Little

El liderazgo del Comité debería recaer en el MME, particularmente en la Dirección de Gas, en colaboración técnica de la UPME. Adicionalmente debería existir participación de los principales productores y transportadores, y el CND, ANDESCO y ANDI como representantes de los principales sectores consumidores.

Con respecto al diseño detallado de protocolos de actuación, si bien el artículo 9° del Decreto 880 otorga al CNO-Gas la responsabilidad sobre el diseño de dichos protocolos, a la fecha los mismos no han sido elaborados. Actualmente este punto se encuentra en revisión y podría ser modificado, en el sentido que se otorgaría al Comité de Coordinación gas-electricidad (que se constituiría mediante otro acto administrativo) la responsabilidad en lo referido específicamente al protocolo para la interacción entre estos dos sectores en situaciones de emergencia. Independientemente de en quién recaiga la responsabilidad, es prioritario que dichos protocolos sean establecidos.

3.3.3 Diseño de los mecanismos de acción frente a la crisis

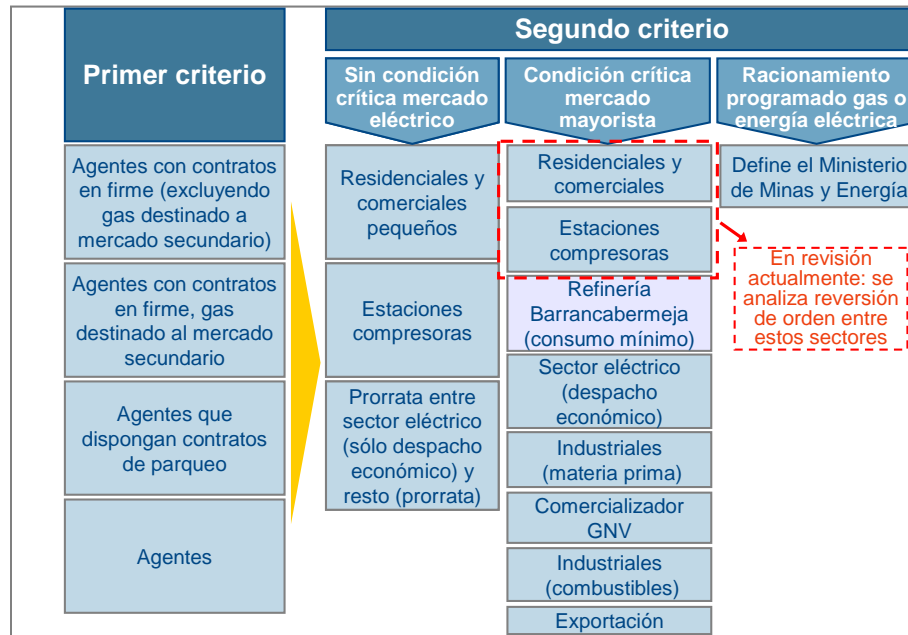
El Decreto define mecanismos de acción frente a la ocurrencia de eventos de este tipo.

- Reducción de demanda/Priorización de sectores:

El primero es un mecanismo de asignación de la oferta entre distintos sectores de acuerdo al escenario materializado. El primer criterio de asignación definido considera la relación contractual que vincula comercialmente a los agentes. De esta forma, los agentes con mayor prioridad son aquellos que cuentan con contratos (de suministro y/o transporte en firme), excluyendo el gas destinado al mercado secundario. Dichos agentes son seguidos por aquellos con contratos en firme, en el caso del gas destinado al mercado secundario. En tercer lugar, los agentes con contratos interrumpibles pero que cuentan con contratos

de parqueo; y por último el resto de los agentes. Para agentes con misma prioridad de acuerdo a su vinculación contractual con suministradores o transportadores, se define un segundo criterio de priorización según la ocurrencia de diferentes escenarios. Dichos criterios son resumidos en la gráfica que sigue.

Criterios de priorización de demanda



Fuente: Decreto 880/2007, MME

Consideramos apropiados los criterios utilizados para priorizar la demanda de los distintos sectores, que tienen en cuenta en primer lugar aspectos de seguridad y en segundo lugar consideraciones económicas.

- Incremento transitorio en la producción:

Adicionalmente, el Decreto contempla la posibilidad de recurrir a otro mecanismo, como es la posibilidad de incrementar la producción transitoriamente flexibilizando las normas de calidad establecidas por la CREG, siempre que no comprometa la seguridad en la prestación del servicio público domiciliario.

En este sentido, si bien la regulación otorga cierta flexibilización para los productores en casos de emergencia, no asegura que los mismos estén dispuestos a incrementar la producción a través de este mecanismo.

Alternativamente, podría plantearse un esquema que promueva activamente bajo estas circunstancias un incremento transitorio en la producción. Por ejemplo, en los contratos E&P, la ANH podría establecer algunos incentivos para acelerar la producción de gas en campos de gas asociado a petróleo. Alternativa o complementariamente, podría considerarse introducir dentro de los contratos de explotación de campos de gas, mecanismos que exijan al contratista incrementar la producción hasta la máxima

producción potencial en casos críticos, siempre que esto no genere un daño sobre las instalaciones.

- Otras medidas complementarias:

Pese a que pueden ser previstos, los mantenimientos programados han demostrado tener una alta probabilidad de generar situaciones de escasez, por lo cual consideramos que ciertos aspectos regulatorios pueden ser considerados para mitigar el impacto negativo de los mismos.

Por ejemplo, se puede requerir que el productor deba suministrar el programa de mantenimiento de sus instalaciones de producción de gas natural que afecten el suministro, de acuerdo con los requerimientos que establezca la ANH o el MME, la cual será pública para los agentes comercializadores, transportadores y Centro Nacional de Despacho del sector eléctrico. El productor deberá prestar su colaboración cuando la ANH o el MME lo dispongan para reprogramar los mantenimientos en caso de emergencias del suministro².

Por otra parte, en el tercer informe fueron desarrolladas algunas recomendaciones que consideramos pueden amortiguar la necesidad de recurrir a medidas más extremas como las desarrolladas en el Decreto 880. Estas recomendaciones están fundamentalmente orientadas a prever en la regulación, mecanismos que faciliten la inversión en infraestructura de cobertura transitoria ante eventos operacionales.

En el caso del almacenamiento, las recomendaciones son:

- Definir criterio de confiabilidad para el sector regulado que pueda ser contemplado dentro de las inversiones del distribuidor en el marco de la revisión tarifaria (Ej., inversiones en activos que permitan atender el suministro del mercado regulado de ciudades o grupos de ciudades cercanas de más de 1.000.000 de habitantes por un período de 3 días)
- Regular para efectos del cargo por confiabilidad la opción de suministro de gas almacenado como respaldo para operar durante un tiempo determinado (en función de picos y plazos esperados en eventos críticos). Así mismo se deben fortalecer los mecanismos de monitoreo y control para que en casos de emergencia los generadores termoeléctricos tengan la posibilidad efectiva de utilizar combustibles líquidos como combustibles alternos.

En relación a la utilización de aire propanado, las principales recomendaciones son:

- Definir un mecanismo que permita a distribuidores trasladar a tarifa el costo de la infraestructura
- Reconocer esta infraestructura como alternativa adicional del suministro en firme

Finalmente, consideramos que las recomendaciones realizadas en materia de coordinación gas-electricidad servirán para hacer efectiva la posibilidad de sustitución de gas por líquidos por parte del sector térmico en situaciones extremas lo cual, durante unos

² Tal como se especifico en los apartes sobre Coordinación gas-electricidad

días (no más de cinco) permitiría liberar parte del gas de este sector para otros sectores usuarios o reducir el impacto sobre el sector de generación térmica en un escenario de restricción severa.

En resumen, creemos que el esquema existente para la resolución de crisis de desabastecimiento de gas es en términos generales adecuado:

- Existe una clara definición del criterio que acciona las medidas de emergencia
- Se establece un mecanismo adecuado de notificación por parte de los agentes de este tipo de situaciones
- Existe un procedimiento de priorización de sectores
- La priorización de sectores es adecuada, priorizando aspectos de seguridad en primer lugar y aspectos económicos luego

En base a este análisis, las principales recomendaciones para robustecer los mecanismos de acción ante este tipo de situaciones son:

- Promover la inversión en infraestructura de cobertura que permita amortiguar la utilización de medidas más extremas previstas en el Decreto 880
- Impulsar una rápida resolución al diseño del protocolo de actuación del CNO-Gas
- Formalizar la creación un Comité de Crisis en situaciones extremas con liderazgo del Ministerio de Energía que asegure un intercambio de información y accionar coordinado, y permita ajustar o flexibilizar ciertas medidas según sea requerido por la situación particular.

3.4 Combustibles Líquidos, GLP y Biocombustibles

En el sector de combustibles líquidos no existen facultades explícitas al Gobierno Nacional para la reglamentación de las prioridades de suministro como si las hay para el sector de gas natural. Tampoco existe un reglamento equivalente al Decreto 880 de 2007 el cual podría ser expedido por el Gobierno al amparo de las amplias facultades que le otorga la legislación del Código de Petróleos. Las previsiones para el manejo de emergencias han sido concebidas bajo el escenario del amplio control del suministro de combustibles ejercido por ECOPETROL. A continuación se analiza los instrumentos existentes y se elabora una propuesta de lineamientos para la estructuración de planes de emergencia bajo el nuevo ambiente regulatorio.

3.4.1 Planes de Emergencia Existentes

En combustibles líquidos Ecopetrol cuenta con un Plan de Emergencias (cuyo contenido es mantenido bajo confidencialidad), apoyado en los siguientes puntos principales:

- Determinadas circunstancias consideradas como críticas (mantenimientos mayores de refinería, negociaciones sindicales) disparan medidas de incremento de inventarios, los cuales generalmente se incrementan de la siguiente forma: gasolinas y diesel a 20 días, jet fuel a 28 días
- Planes de comunicación masivos: una vez se presenta la emergencia, Ecopetrol ha diseñado un plan de acción dentro del cual se define la estrategia de comunicación masiva de las medidas de racionamiento que serán aplicadas
- Las medidas principales consideradas ante situaciones consideradas críticas son: pico y placa, priorización de sectores de transporte masivo y de carga, flexibilización de restricciones de calidad, priorización del jet fuel como producto.
- ECOPETROL estima que las medidas de restricción de demanda podrían generar una reducción del consumo del orden del 20% en gasolina motor y 10-15% en diesel. No se estableció el impacto en el consumo de GLP
- Así mismo Ecopetrol cuenta con borradores de decretos disponibles para ser emitidos en casos de emergencia para la adopción de las medidas
- En materia de GLP el plan de Ecopetrol contempla algunas medidas de asignación de ventas en casos de escasez pero no se establece prioridad de consumos por sectores

Dado el cambio en el rol de Ecopetrol en cuanto a su expansión como no solamente único productor de combustibles líquidos sino como importante consumidor de productos como GLP (para uso petroquímico) y Gas Natural (para refinerías), consideramos que el plan de contingencia ante eventos de escasez debe ser concertado y coordinado con el Ministerio de Minas quien es el responsable último del abastecimiento nacional.

Además del plan de Ecopetrol para el manejo de escasez de productos, el MME cuenta con un plan de emergencia para la atención de derrames de hidrocarburos y derivados (reglamentado en el decreto 321 de 1999). Este plan se encuentra aprobado por el Comité

Nacional para la Atención y Prevención de Desastres y actualmente se encuentra en proceso de actualización.

3.4.2 Plan de Emergencia ante Fallas en el Abastecimiento

Teniendo en cuenta la identificación y priorización de riesgos de desabastecimiento desarrollada en la primera etapa de este estudio, se han determinado las siguientes situaciones extremas como los eventos de mayor impacto potencial nacional:

- Parada parcial o completa de la refinería de Barrancabermeja a causa de falla de equipos o paro laboral: Dado que el 80% de la demanda es abastecida por esta refinería cualquier interrupción de su producción normal puede afectar la disponibilidad de producto a nivel nacional
- Interrupción de poliducto Barranca – Sebastopol – Salgar por fallas de calidad, operacionales y actos involuntarios como deslizamientos: teniendo en cuenta que de este tramo del poliducto central se desprende el abastecimiento de la zona Centro, Bogotá, Oeste y Sur se considera de alto impacto cualquier interrupción en su flujo normal
- Interrupción del poliducto Puente Aranda – El Dorado causados por fallas de calidad, operacionales o desastres naturales. Este poliducto es de especial importancia para el abastecimiento Jet Fuel, dado que alrededor del 70% del consumo nacional de este combustible se ubica en la zona Bogotá cualquier falla en el abastecimiento tiene un impacto significativo
- Aumento extraordinario de la demanda: consideramos que una fuerte reducción de los embalses provocada por un fenómeno del niño, podría eventualmente impactar la demanda de líquidos. Teniendo en cuenta la canasta energética colombiana, en caso de reducirse la generación hidroeléctrica por la sequía del niño se requeriría utilizar la capacidad de generación térmica con gas natural y/o eventualmente combustibles líquidos
- Falla de logística para la evacuación de producción: en caso de presentarse retrasos en la obras de hidrotreamiento de la refinería de Barrancabermeja se requerirá importar diesel de bajo azufre para satisfacer la demanda nacional y exportar el diesel producido en barranca a través del río Magdalena. Una reducción en la navegabilidad del río Magdalena por una sequía prolongada (ej. durante la ocurrencia del fenómeno del Niño) podría generar dificultades logísticas para la evacuación del producto de alto azufre afectando el abastecimiento de destilados medios nacional

Es importante mencionar que existen eventos de impacto local o regional como la interrupción de ramales secundarios de los poliductos o problemas en una planta mayorista los cuales consideramos sería de impacto localizado y no generarían la puesta en marcha del plan de emergencias nacional.

Resumen eventos de desabastecimiento con impacto potencial nacional



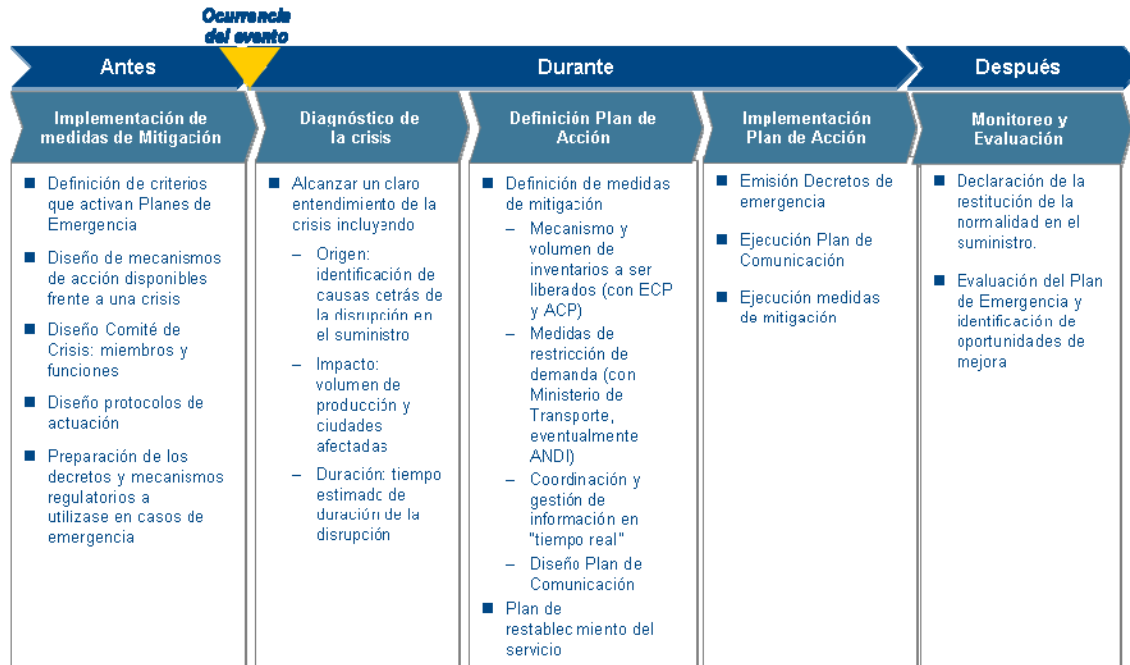
Fuente: Análisis Arthur D. Little

El plan de emergencias que a continuación se desarrolla, al igual que para gas natural, está constituido por tres grandes partes:

- Acciones Antes de la Emergencia: en esta etapa se describen las acciones que consideramos deberán ser adoptadas por el MME con el fin de establecer los mecanismos y protocolos de acción en caso de que se presente una emergencia
- Acciones durante la Emergencia: se establecen las medidas de activación de la misma y los protocolos y lineamientos para la definición del plan de acción de cada situación específica
- Acciones después de la Emergencia: mecanismos de seguimiento y evaluación de cada plan y los ajustes para futuros eventos.

Como se puede observar en el siguiente diagrama, cada una de estas partes requiere el desarrollo de acciones particulares las cuales se abordan a continuación.

Estructura del Plan de Acción en Situaciones de Emergencia



Fuente: Análisis Arthur D. Little

3.4.3 Criterios para la activación del plan de emergencias

Dentro de las acciones a desarrollar antes de la emergencia está la definición de criterios de desabastecimiento que al cumplirse, activarían las medidas para la mitigación de escasez de un producto y los procedimientos para la definición de los planes de emergencia específicos para atender el evento.

En el marco de la AIE, originalmente el criterio utilizado para disparar acciones de emergencia eran eventos que provocaran una disrupción de 7% o más de la oferta conjunta de petróleo o combustibles en todos los países pertenecientes en condiciones normales. Actualmente el criterio se ha flexibilizado dada la mayor complejidad de los mercados, y los planes de emergencia son accionados de acuerdo al criterio del comité de seguimiento a mercados y el director ejecutivo de dicha organización

En el caso de Colombia es necesario definir una serie de criterios que permitan establecer cuando un producto se puede declarar como escaso. Con base en los criterios preestablecidos las autoridades nacionales deberán evaluar los eventos que se presenten en la cadena de suministro y en caso se cumplirse deberán accionar el plan de acción específico para la atención de la situación.

En este sentido hemos revisado los criterios de escasez de producto que maneja Ecopetrol en su política de venta de producto escaso y consideramos que se deben establecer dos niveles de emergencia diferenciados por su severidad los cuales pueden activar diferentes tipos de acciones de mitigación:

- El **Nivel 1** de emergencia se declararía cuando se presenten alguna de las siguientes situaciones:
 - Parada (efectiva o proyectada) en la producción de un combustible o GLP mayor a 3 días: dada la alta concentración de la producción en la refinería de Barranca cualquier interrupción en el suministro mayor a tres días requiere una estrategia de liberación y administración de inventarios para mantener el abastecimiento
 - Disminución (efectiva o proyectada) de los inventarios nacionales mayores a 30%: una reducción repentina de los inventarios puede ser causada por paradas en la producción de Barrancabermeja, problemas en los poliductos troncales identificados y/o es una señal de incremento inesperado de la demanda; antes este escenario se Debra identificar la causa de disrupción y evaluar las medidas mas efectivas de atención de la misma
 - Incremento de la demanda mayor al 30% del nivel esperado: un incremento en la demanda puede generar a partir de un evento cruzado con otros energéticos. Por ejemplo en caso de presentarse fallas en la producción de gas natural se puede generar una demanda extraordinaria de combustibles líquidos para atender la demanda del sector térmico. En este caso se deberán adoptar medidas par administrar lo inventarios estratégicos mientras se logra compensar la oferta.

En el nivel 1 de emergencia se espera que se activen medidas como la liberación de inventarios estratégicos, limitación de las exportaciones, y acciones voluntarias de reducción de la oferta como se describirán mas adelante.

- El **Nivel 2** de emergencia es el máximo nivel de emergencia nacional y se declara conforme a los siguientes criterios:
 - Parada (efectiva o proyectada) en la producción de un combustible liquido o GLP mayor a 7 días
 - Disminución (efectiva o proyectada) de los inventarios nacionales mayores a 50%
 - Incremento de la demanda mayor al 50% del nivel esperado

Una vez declarado este nivel se podrían utilizar mecanismos como restricciones al consumo con base en criterios de priorización de demanda como se desarrollará mas adelante.

3.4.4 Diseño de los mecanismos de acción frente a la crisis

3.4.4.1 Combustibles Líquidos

En el caso colombiano identificamos cuatro mecanismos principales para incrementar la oferta de combustibles cuando se presenten interrupciones repentinas en la oferta como se observa en la siguiente tabla

Medidas para el incremento de la Oferta

	Medidas	Descripción
Oferta	Importaciones	Accionar importación extraordinaria
	Almacenamiento	Utilización de inventarios (gestión coordinada)
	Restricciones a exportaciones	Priorización del mercado interno, incrementando disponibilidad local
	Flexibilización restricciones de calidades	Flexibilización temporaria en normas de calidad, permitiendo incremento transitorio en la producción de combustibles por parte de las refineras

Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

▪ Importaciones:

La infraestructura de importación de combustibles líquidos concentrada principalmente en Pozos Colorados le permite a Colombia importar alrededor de 500 kbld/d conforme a su capacidad actual. Gracias a las inversiones que Ecopetrol está realizando en la ampliación del poliducto Pozos Colorados – Barrancabermeja consideramos que el puerto de Pozos Colorados contará con suficiente capacidad para abastecer el interior del país en caso de emergencia.

En cuanto de los mercados de destilados medios cercanos a Colombia, es necesario tener en cuenta que los mercados regionales (Perú, Ecuador y Chile, entre otros) son y continuarán siendo deficitarios en destilados medios y excedentarios en gasolinas, situación similar a la de Colombia. Por lo tanto, si se tiene en cuenta la distancia y disponibilidad de producto, Venezuela aparece como la fuente natural de suministro natural ante este tipo de eventos. No obstante, es importante mencionar que los problemas operacionales de su parque refinador, calidad de combustibles producidos y hasta consideraciones políticas y comerciales entre los dos países, podrían representar limitaciones. Alternativamente la Costa del Golfo y refinerías del Caribe son fuentes potenciales de suministro.

El abastecimiento por el Pacífico, utilizando el puerto de Buenaventura únicamente puede ser considerado para abastecimiento regional (zona eje cafetero y Valle), debido a la baja infraestructura existente para el recibo de buques con volúmenes significativos de producto en el puerto y las limitaciones en el transporte por el poliducto a Yumbo (12 kbld).

En materia de acuerdos comerciales, no existen en este mercado contratos de opción de suministro ante situaciones de emergencia, por lo que Colombia para obtener cargamentos de gasolina o destilados medios que le permitan atender las situaciones extremas, deberá recurrir a licitaciones (60% de las operaciones públicas) o al mercado spot (40% restante) lo cual implicará pagar un precio usualmente mas alto al del mercado bajo condiciones normales.

Desde el punto de vista de confiabilidad, existen tres aspectos que influyen de manera directa en la posibilidad de abastecimiento del interior del país en casos de emergencias:

- 1) La refinería de Barrancabermeja esta ubicada en el centro del país sin acceso a la costa y concentra el 80% de la producción
- 2) al refinería de Cartagena a pesar de estar en proceso de expansión no puede abastecer el interior del país por problemas de infraestructura de transporte y
- 3) Se están realizando inversiones para la ampliación de poliducto Pozos Colorados – Barrancabermeja que es el único acceso rápido desde la costa atlántica hacia el interior.

Como medida de cobertura consideramos que sería importante comunicar a través de un poliducto la refinería de Cartagena³ con el terminal de Pozos Colorados teniendo en cuenta las siguientes consideraciones y objetivos:

- Tener la opción de abastecer el mercado interno desde una fuente alterna domestica (Refinería de Cartagena) en casos de emergencias
- En materia de costos puede resultar más económico para el país en una emergencia traer producto al interior de Cartagena que del Golfo de México, además de los beneficios en materia de tiempos de abastecimiento (-5 días)
- Dado que Cartagena es utilizado para la importación de productos como Jet Fuel o GLP la conexión permitiría utilizar el poliducto Pozos Colorados – Barrancabermeja como mecanismo de cobertura ante desabastecimiento de estos productos, pues la capacidad de importación actual es bastante limitada.
- Aunque existe la posibilidad de hacer cabotaje entre Cartagena y Pozos Colorados, la mayor limitación de esta opción es el manejo de altos volúmenes en cortos periodos de tiempo. Conforme a la información de Ecopetrol la capacidad de cabotaje entre estos dos puntos es 600 kbls mes lo cual seria insuficiente para atender el consumo interno ante una parada de la refinería de Barrancabermeja.

³ Ya existe un poliducto entre la Refinería de Cartagena y Baranoa para surtir a la ciudad de Santa Marta así que el tramo por desarrollar sería Baranoa-Pozos Colorados

Conexión Pozos Colorados – Refinería de Cartagena



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

Asumiendo una distancia total del poliducto de 200kms, un costo de construcción de 700.000 USD / Km. para un tubo con capacidad equivalente al poliducto Pozos Colorados – Galán (100 kbls/d), un periodo de repago de 20 años y una tasa de retorno del 15%; Se estima que la inversión total sería del orden de los 140 MMUSD equivalente a US\$ 2 c/ galón de combustible líquido transportado por poliducto a nivel nacional.

En resumen, consideramos que la inversión en la interconexión entre Cartagena y Pozos Colorados sería positiva desde el punto de vista costo-efectividad al reducir la alta dependencia de una única fuente de suministro interno (Refinería de Barrancabermeja) para las gasolinas, destilados medios y GLP.

Además de las condiciones de infraestructura necesarias para la importación de combustibles líquidos en casos de emergencia hemos identificado otro tipo de medidas que deben adoptarse para tener una opción viable financiera y técnicamente, de importación:

- Efectivo acceso de terceros a la infraestructura portuaria y de transporte administrada por Ecopetrol
- Redefinición del proceso para la importación: Conforme a la Resolución 180414 del 2007 (modificada por la resolución 18 0193 de 2008) el proceso de importación de combustibles requiere una licitación entre agentes con base en el balance oferta-demanda calculado trimestralmente por el MME. Bajo condiciones de emergencia recomendamos prever un mecanismo de licitación expedito que agilice el proceso de importación en situaciones de emergencia. En este sentido consideramos que se podría complementar la resolución 18 0193 del 2008 señalando que para casos declarados de emergencia el MME

solicitará a los refinadores la información sobre los volúmenes de déficit estimado y propuestas de importación (cantidades, calidades, precios y tiempo de entrega) en caso de que tengan opciones disponibles. Éstos dispondrán de 24 horas para informar al Ministerio el cual consolidará la información y la hará pública en el término de 24 horas. Los agentes importadores tendrán plazo de 24 horas para presentar propuestas de importación con la información antes requerida. El MME, en un plazo de 24 horas, asignará los volúmenes a importar siguiendo en primer lugar, el criterio de urgencia (primero en entregar según fechas críticas) y en segundo lugar, el menor precio, hasta completar las cantidades requeridas.

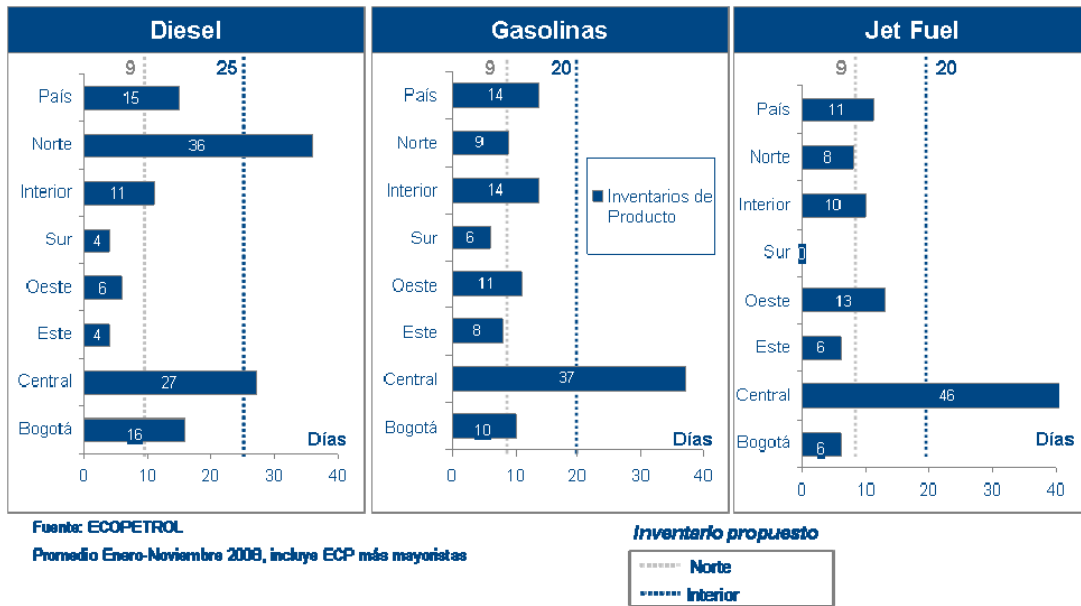
- Almacenamiento:

Para hacer el diagnóstico de las condiciones de inventarios a nivel nacional y regional hicimos el análisis separado de la capacidad de almacenamiento actual y los niveles de inventarios reales, los cuales fueron presentados en el informe III. La información sobre la capacidad de almacenamiento de los mayoristas fue suministrada por el Ministerio de Minas y Energía y los niveles de inventarios líquidos fueron suministrados por Ecopetrol así como su capacidad de almacenamiento propia.

Como se puede observar en el siguiente gráfico, en promedio, los inventarios reales se ubicaron en 2008 por debajo de los 15 días de consumo nacional siendo el diesel el producto con más alto stock (15 días) seguido de Gasolinas (14 días) y Jet (11 días).

Haciendo un análisis regional, la Costa (región Norte) presenta una situación aceptable para los tres combustibles puesto que en todos los casos mantiene inventarios por encima de los 9 días. En materia de diesel, gracias a la amplia capacidad de almacenamiento en Pozos Colorados, la región norte tuvo en promedio inventarios equivalentes a 36 días de consumo, en gasolinas promedio fue de 9 días y en jet de 8. Teniendo en cuenta que esta región cuenta con el respaldo de la producción de la refinería de Cartagena en caso de fallas en la producción de Barrancabermeja y además cuenta con el puerto de importación más grande (Pozos Colorados) consideramos que los niveles de inventarios promedio del 2008 son adecuados para enfrentar una eventual emergencia.

Inventarios de Combustibles Líquidos por Región (Días)



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

En el interior del país se observan ciertas vulnerabilidades, dependiendo de la región y el producto analizado. En promedio en el interior durante el 2008 se mantuvieron inventarios de diesel y jet fuel equivalentes a 11 días, mientras que en gasolinas son 14 días. Al realizar el análisis por regiones en el interior se observa que la región central presenta inventarios significativamente superiores a los del resto del país. En diesel los inventarios promedio fueron de 27 días, en gasolinas 37 días y en jet 46.

Parte de los inventarios excedentarios de la zona central son utilizados para abastecer las regiones Este y Bogotá. En general estas dos regiones presentan inventarios por debajo de los días requeridos para todos los productos, pero teniendo en cuenta que los tiempos de transporte son 2 días para abastecer la zona Este y 1-1,5 días para Bogotá desde Barranca y Sebastopol, consideramos que estas zonas pueden estar cubiertas por los stocks ubicados en la zona central.

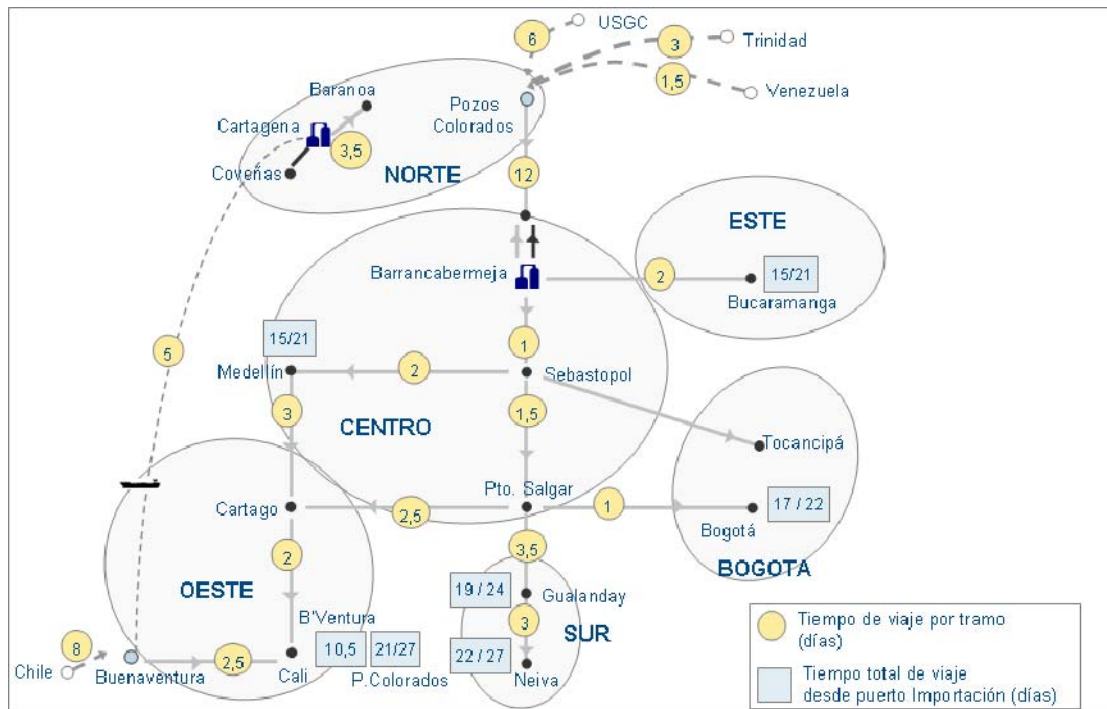
Las regiones más vulnerables son Sur y Oeste tanto en gasolinas como en diesel, debido a sus bajos niveles de inventarios y tiempos de viaje de abastecimiento. Conforme a la información del 2008 en la región Sur solo se mantuvieron inventarios a 4 días de diesel y 6 de gasolinas. En la región Oeste los inventarios fueron de 6 días para diesel y 11 para gasolinas. En general estas dos regiones se consideran significativamente vulnerables pues dada su ubicación geográfica los tiempos de viaje de producto son mayores a los inventarios que mantienen. En este sentido la región Oeste está aproximadamente 7 a días de abastecimiento desde Barrancabermeja y 25 días desde el puerto de importación y la región sur está a 9 días de Barrancabermeja y 27 de Pozos Colorados.

En el caso del jet fuel, si bien a nivel país el nivel es de sólo 11 días, consideramos que la situación es aceptable. Aunque en el interior se observan significativas diferencias, los altos inventarios en la región central otorgan holgura para el suministro teniendo en cuenta la alta concentración de los despachos en esa región. En el norte (~10% de los despachos) los 9 días disponibles son considerados adecuados.

En resumen las gestiones prioritarias para el incremento de los inventarios reales de diesel y gasolinas deben concentrarse en las regiones sur y oeste teniendo en cuenta los lineamientos que se desarrollan a continuación.

Para asegurar la confiabilidad del suministro, la cantidad de días de inventario de cada combustible debe considerar los tiempos requeridos de reposición de productos desde fuentes alternas. Dado que el puerto de importación mas grande es Pozos Colorados ubicado en la costa atlántica y conectado al interior a través de poliducto pozos Colorados – Galán, consideramos como fuentes alternas de suministro los centros excedentarios en destilados medios y gasolinas más cercanos a Colombia como Venezuela, Trinidad y Tobago y/o la costa del golfo en los Estados Unidos para calcular desde cada una de estas fuentes los tiempos de viaje al puerto en Colombia. Como se observa en el siguiente grafico el tiempo de viaje desde Pozos Colorados a Barrancabermeja (de donde se despenden los poliductos a las principales ciudades) es de 12 días por lo tanto los principales centro de consumo en el interior alcanzan a estar alrededor de 20 días de viaje desde el puerto.

Tiempos de viaje de Productos Importados



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

Recomendamos como criterio general la disponibilidad de inventarios de 9 días en la costa para todos los combustibles líquidos y en el interior 20 días de inventario para Gasolinas y Jet y 25 días para diesel los cuales estarían distribuidos entre refinación, transporte, almacenadores y mayoristas. La razón principal de este diferenciamiento entre las regiones son los tiempos de viaje y de reposición de producto. Como se explicó anteriormente, la costa norte podría mantener inventarios más bajos dado su cercanía a Pozos Colorados y las regiones del interior requerirían mayores niveles de producto para poder abastecer la demanda mientras se establece suministro de fuentes internacionales alternas en el caso presentarse una emergencia en Barrancabermeja.

Es importante anotar que en el caso de las gasolinas, en situaciones de emergencia la utilización de inventarios podría ser en parte complementada con medidas de moderación de la demanda (en particular el sector transporte privado) dado que este sector representa más del 90% del consumo, sin embargo en el caso del diesel las posibilidades de actuación sobre la demanda sin un alto costo (económico y político) son muy limitadas puesto que los mayores consumidores son el sector de transporte de pasajeros y de carga (ver análisis de demanda más adelante). Por estos motivos consideramos que se debe mantener un “colchón” adicional en inventarios de cinco (5) días para diesel en el interior del país.

Recomendamos que la formalización de los requerimientos (en términos de días) de inventarios para los distintos eslabones de la cadena en cada región se realice de la siguiente manera:

- **Costa (Zona Norte):** Conforme al Decreto 4299 del 2005, extender la obligación de los mayoristas de capacidad de almacenamiento a inventarios efectivos de 9 días de ventas. Los inventarios considerados “estratégicos” serían los correspondientes a los volúmenes solicitados en stock por encima de los niveles necesarios para su operación.
- **Interior (Zona Central, Bogotá, Oeste, Este y Sur):** Al igual que en la región Norte los mayoristas tendrían la obligación de mantener 9 días de inventarios para todos los productos. Los restantes 11 días de gasolinas y jet y 16 de diesel serían distribuidos en la cadena de suministro entre refinadores, transportadores y almacenadores.

Dado que los refinadores y transportadores mantienen inventarios operativos, el MME deberá determinar el nivel histórico de los mismos con el fin de establecer los días de producto adicionales, o inventarios estratégicos, necesarios para completar a los niveles propuestos. Por ejemplo si se determina que los refinadores mantienen en promedio 10 días de inventarios de diesel en la cadena, solo será necesario adicionar 6 días más de producto para completar los 25 días de consumo diesel propuestos.

Las necesidades adicionales de inventarios estratégicos por zonas para alcanzar los días propuestos de inventarios pueden ser asignadas por el MME a través de un mecanismo competitivo que permita contratar los servicios de almacenamiento (la figura del almacenador esta definida en el decreto 4299 del 2005).

Con el fin de remunerar estos inventarios, el MME deberá modificar la estructura de precios de los combustibles incluyendo un cargo o margen para remunerar el

almacenamiento estratégico de producto el cual será fijado y actualizado periódicamente por el mismo Ministerio. Consideramos que los recursos recaudados a través del mayorista pueden ser girados a una fiducia que contrate el MME para la administración de dichos recursos.

Los inventarios originados por este mecanismo pertenecerán al Ministerio de Minas y serán utilizados en casos de emergencia cuando así el mismo ministerio lo declare.

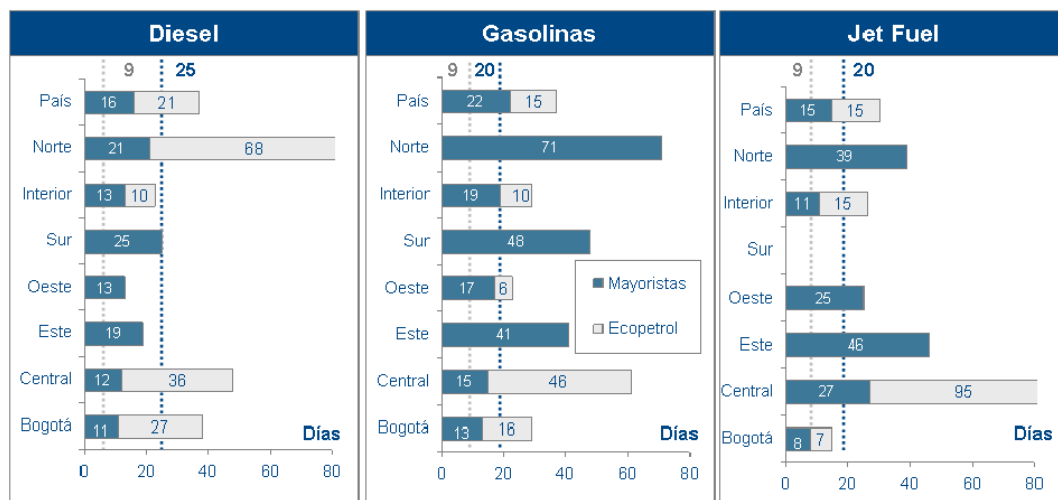
Desde el punto de vista operacional, los combustibles deberán comprarse mediante un proceso competitivo y el MME tendrá que definir un procedimiento para renovar el producto y evitar su deterioro, rotando periódicamente el mismo mediante ventas a los mayoristas a un precio de mercado.

Teniendo en cuenta que hay una clara concentración de la capacidad de almacenamiento en la zona central y que se debe aprovechar el máximo la infraestructura existente, consideramos que el requerimiento a los mayoristas de mantener sus inventarios en la propia planta podría flexibilizarse permitiendo que estos agentes alquilen o utilicen capacidad de almacenamiento en otras estaciones o regiones siempre y cuando la distancia entre las mismas sea inferior al día de viaje y la sumatoria del inventario en las regiones cercanas este dentro de los niveles deseados. En otras palabras, consideramos que los mayoristas podrían arrendar capacidad de almacenamiento dentro de la misma región o regiones cercanas a otros agentes de la cadena o almacenadores.

Tomando como base el balance actual de inventarios y la recomendación de mantener 20 días de gasolinas y 25 días de diesel realizamos el análisis de los requerimientos de capacidad de almacenamiento e inventarios actuales como se describe a continuación:

– Requerimientos en Capacidad de almacenamiento

Capacidad de Almacenamiento de Combustibles Líquidos por Región (Días)



Fuente: Ministerio de Minas y Energía (Capacidad de los Mayoristas), ECOPEL (Capacidad Propia) y demandas promedio 2008

Inventario propuesto



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

Conforme se puede observar en el gráfico anterior la mayoría de las regiones cuentan con capacidad de almacenamiento suficiente para incrementar los inventarios a los niveles recomendados. En la zona norte, la capacidad de almacenamiento es bastante amplia con respecto a los 9 días mínimos para la reposición de producto. En cuanto a las regiones del interior, la capacidad de gasolinas y jet se encuentra por encima de los 20 días sugeridos mientras que la de diesel se encuentra un poco por debajo en 23 días. Específicamente en diesel las regiones más vulnerables identificadas son la región oeste y este donde se cuenta con capacidad de 13 y 19 días respectivamente.

Al hacer el análisis de la capacidad total de almacenamiento de Bogotá, Central, Este y Oeste versus el consumo respectivo de dichas zonas, estimamos que la capacidad combinada de estas regiones es equivalente a 28 días. En este sentido consideramos que no sería necesario ampliar la capacidad de almacenamiento en las zonas Este y Oeste siempre y cuando se garanticen mecanismos para que en casos de emergencia el tiempo de distribución desde la zona central o Bogotá no sea mayor a 1 día.

– Requerimiento de Inventarios:

Para hacer el cálculo de los requerimientos adicionales de inventarios tomamos como base el balance de inventarios reales por producto y región y los requerimientos mínimos de inventarios expuestos anteriormente (20 días para gasolinas y 25 para diesel). De esta forma se observa la necesidad de incrementar los inventarios de diesel en 21 días en la región sur, 19 días en la región oeste y 4 días en la región este. En materia de gasolinas los requerimientos son de 14 días en la región sur, 9 días en la región oeste y 4 días en la región Este.

Dado que la recomendación es que se incremente el requerimiento de los inventarios para los mayoristas a 9 días efectivos y asumiendo (con base en las entrevistas realizadas) que estos agentes actualmente mantienen inventarios operativos equivalentes a 5 días, el incremento neto sería equivalente a 4 días en todas las regiones y todos los productos.

Los inventarios adicionales que no serían cubiertos por los mayoristas podrían estar en cabeza del MME quien contrataría los servicios del almacenador (como se expuso en la sección anterior), el cual debería incrementar los inventarios en 16 días de diesel y 10 días de gasolinas en la región sur y de la misma forma debería incrementar en la región oeste los inventarios en 15 días para diesel y 5 para gasolinas como se observa en el siguiente diagrama:

Requerimientos en Inventarios Adicionales

Requerimiento de Inventarios Adicionales (días)			
	Diesel	Gasolinas	Jet
Norte	-	-	-
Sur	21	14	-
Oeste	19	9	-
Este	4	4	-
Central	-	-	14
Bogota	-	-	
Costo Est. (MMUSD/año)	6.3	3	1.5

Requerimiento Inventarios adicionales Mayoristas (días para completar 9 días totales)*			
	Diesel	Gasolinas	Jet
Norte	4	4	4
Sur	5	4	4
Oeste	4	4	4
Este	4	4	4
Central	4	4	4
Bogota	4	4	4

Requerimiento Inventarios Adicionales - Resto			
	Diesel	Gasolinas	Jet
Norte	-	-	-
Sur	16	10	-
Oeste	15	5	-
Este	-	-	-
Central	-	-	10
Bogota	-	-	

La inversión estimada es el valor a remunerar a los agentes del mercado (mayoristas y almacenadores) por los inventarios adicionales solicitados. Consideramos que se debería remunerar el costo financiero (15% aprox.) del capital invertido en el inventario adicional.

(*) Se asume que los mayoristas cuentan en promedio con 5 días de inventarios en base a entrevistas realizadas; será necesario precisar este cifra por región

Fuente: Análisis Arthur D. Little

En cuanto a la remuneración de los nuevos inventarios solicitados a los mayoristas consideramos que solamente deberían recibir la remuneración correspondiente al costo financiero del capital de trabajo por los inventarios correspondientes a los 4 días adicionales que están incrementando (bajo el supuesto que operan actualmente con 5 días) y las variaciones en volumen anualmente debido a cambios en la demanda. El costo del capital de trabajo invertido en estos stocks se podría reconocer con un incremento en el margen mayorista el cual sería pagado por todos los consumidores.

Tomando como supuesto las demandas promedio de 2008, el precio al productor de diciembre 2008 y una remuneración del capital de trabajo equivalente al 15% anual; el impacto en el precio final al consumidor de los 4 días adicionales sería menor al 1% debido a que el incremento sería de aprox. COL\$ 6 / galón de diesel y gasolina.

En cuanto a la remuneración de los inventarios administrados por el almacenador contratado por el MME, consideramos que en la tarifa a la cual licite, debería incluir en costo del capital de trabajo. Al hacer el cálculo preliminar de dicha tarifa, estimamos que generaría un incremento aproximado en el precio de 9 pesos por galón de diesel y 4 pesos por galón de gasolina si se asume como un cargo de seguridad del abastecimiento que se cobraría por galón de consumo nacional.

El pago del inventario estratégico a los agentes de la cadena de suministro implica que el MME debe fortalecer los mecanismos para el seguimiento y fiscalización de los niveles de inventarios. Consideramos que el monitoreo de inventarios con frecuencia (al menos)

mensual es fundamental para asegurar el efectivo funcionamiento de estas medidas, por lo cual resulta imprescindible una rápida y efectiva implementación del SICOM⁴.

La información que se solicite a los agentes debe ser desagregada por segmento de la cadena y por región para verificar el cumplimiento de los lineamientos establecidos y debe ser complementado con inspecciones físicas en las instalaciones de los mayoristas y almacenadores.

El Ministerio deberá evaluar el establecimiento de penalizaciones en caso de incumplimientos en los inventarios exigidos, como las que se usan en otros países tales como penalidades económicas (multas) de acuerdo al grado de incumplimiento o cancelación de licencias de operación en casos extremos.

En conclusión los posibles efectos sobre el incremento del precio de la gasolina y el diesel se resumen en la siguiente tabla:

Efectos en el precio por inventarios adicionales

	Diesel (\$COL/Gal)	Gasolina (\$COL/Gal)
Incremento en el precio por mayor inventario mayorista (4 días adicionales)	6	6
Incremento en el precio por mayor inventario estratégico en las regiones estimadas (MME)	9	4
Total incremento estimado / Gal	15	10

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- **Restricciones a las Exportaciones**

La priorización del mercado doméstico a través de restricciones a las exportaciones debe ser considerada en situaciones críticas, para lo cual será necesario introducir esta posibilidad en la regulación. Es una práctica común internacional que los países cuenten con mecanismos de priorización del mercado doméstico frente al sector externo en situaciones de emergencia, y Colombia ha reglamentado recientemente unos mecanismos de asignación similar para el mercado del gas (Decreto 880)

Específicamente en el caso de Gran Bretaña, a través del Energy Act 1976 se dispone que el Gobierno en eventos de escasez de combustibles tenga el poder excepcional de regular o prohibir el uso de combustibles por cualquier agente de la cadena. Así mismo la

⁴ La información que se tiene al momento de elaborar este informe es que el SICOM no incluirá directamente información de inventarios

Secretaria de Estado puede prohibir o restringir la exportación de combustibles líquidos nacionales a cualquier país de cualquier tipo de producto. Por otra parte, en el caso de España, el Consejo de Ministros de acuerdo a la ley 34 de 1998 ante eventos de escasez de combustible, puede suspender exportaciones por tiempo indefinido.

Dada la configuración del mercado colombiano, es importante mencionar que estas medidas serían efectivas únicamente para incrementar la disponibilidad local de gasolinas (menos de 10KBD) y fuel oil, en que Colombia mantiene una posición excedentaria; en este momento el impacto de estas restricción en destilados medios como diesel o jet fuel, es neutro, ya que son productos deficitarios en el balance.

La restricción de exportaciones en casos de emergencias se puede utilizar como una medida que se activa una vez se declara la condición de escasez conforme a los criterios de emergencia Nivel 1 y Nivel 2 propuestos anteriormente.

- Flexibilización de las restricciones de calidad:

Como medida extrema de incremento de la oferta en situaciones de emergencia consideramos que una flexibilización en las restricciones de calidad de los productos a ser utilizados en Colombia podría incrementar transitoriamente la disponibilidad de combustibles

El requerimiento de nivel máximo de azufre es el parámetro con potencial de generar mayor impacto en el corto plazo; gran parte de los automóviles e instalaciones industriales pueden utilizar, al menos mientras se supera la emergencia, combustibles con mayor nivel de azufre. Esta medida debe ser considerada solo en casos extremos y de forma transitoria por su negativo impacto medio ambiental y hasta de salud pública, luego de un esfuerzo importante que se ha dado en el país por mejorar la calidad de los combustibles. Tal y como se ha diseñado el cronograma de adopción de nuevos estándares, debe cuidarse particularmente la calidad del aire en los grandes centros urbanos. De igual forma se tendrá que informar públicamente para que los dueños del transporte tomen sus previsiones de ser necesario.

Estas medidas podrían ser efectivas en caso de producirse retrasos en las obras de hidrotatamiento en Barrancabermeja y en las inversiones en aumento de capacidad de importación. Es importante anotar que si no se cuenta con capacidad de hidrotatamiento en el 2010, Ecopetrol deberá importar aproximadamente 43 kbld de diesel de bajo azufre lo que podría generar problemas de desabastecimiento sino se pone en operación infraestructura de importación y exportación suficiente.

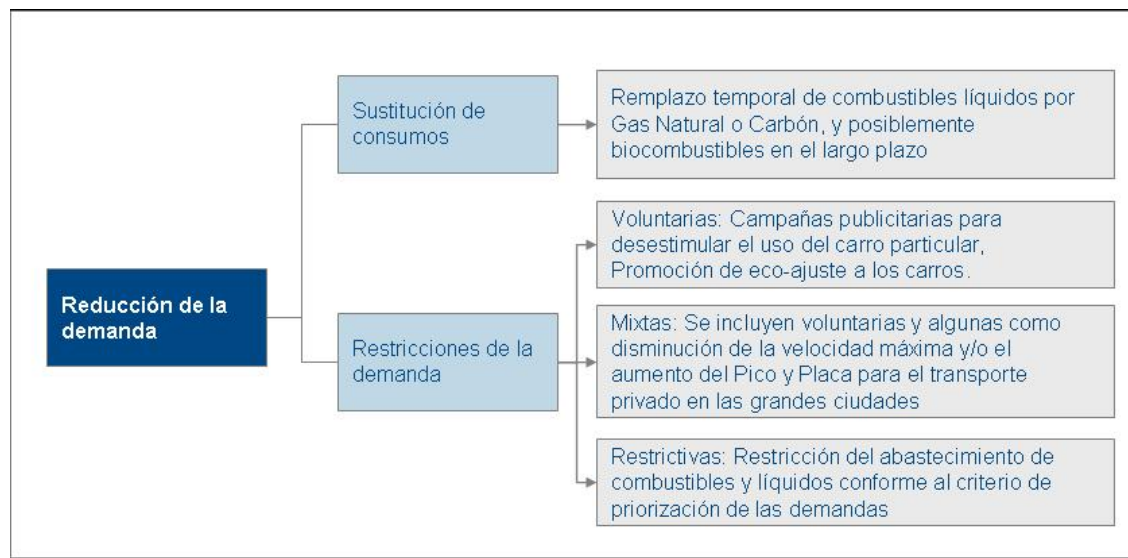
El alcance de estas medidas dependerá también de la composición de la dieta de combustibles en la refinería por lo que se requiere trabajar con Ecopetrol para conocer cual sería la producción adicional susceptible de ofrecerse al mercado con diferentes requerimientos.

Se recomienda que para la rápida implementación de esta medida el MME diseñe los borradores de decreto y teniendo en cuenta las limitaciones de la infraestructura existente y la configuración de las refinерías nacionales, defina las calidades permitidas

transitoriamente para que sean conocidas por los agentes de la cadena previa a la emergencia.

Además de los mecanismos para incremento de la oferta hemos identificado medidas para la reducción de la demanda, las cuales pueden ser accionados dependiendo la severidad de la crisis. Como se observa en el siguiente grafico existen dos grupos de medidas principales: 1) Uso de combustibles sustitutos y 2) Restricciones al consumo.

Medidas para la reducción de la demanda

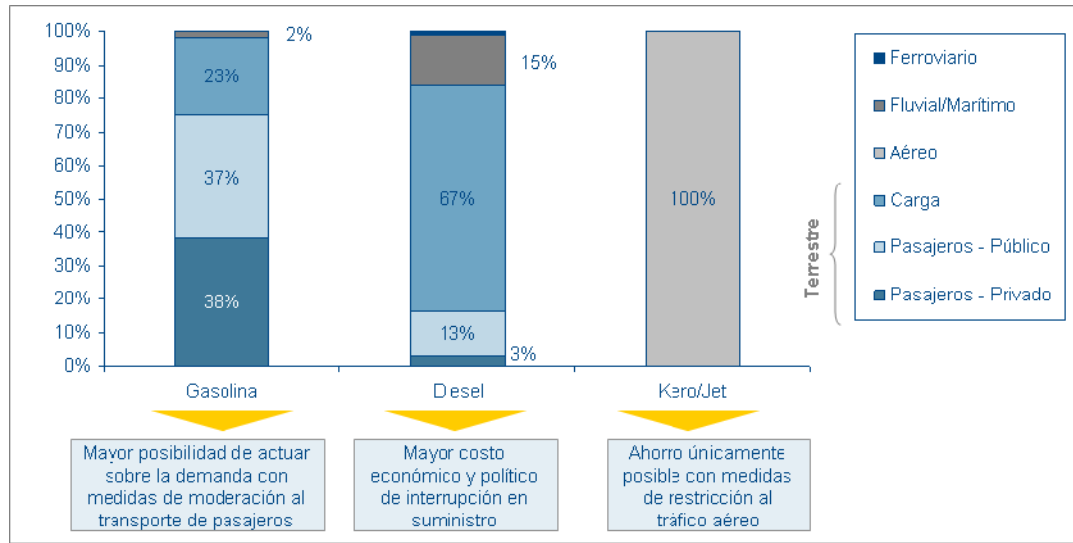


Fuente: Análisis Arthur D. Little

Para poder analizar el impacto de cualquier medida de demanda es necesario hacer un estudio detallado de los consumos por sectores y los posibles sustitutos con el fin de identificar las mejores estrategias de reducción de consumo en términos de bajos impacto económico, social y político. En el caso Colombiano, el consumo de combustibles líquidos es ampliamente dominado por el sector transporte. Para el mercado de las gasolinas el transporte representa el 97% del consumo, en el caso de diesel el transporte consume el 76% seguido por un 10% de sector agrícola y 10% de sector industrial y en el mercado del Jet el transporte consume el 85% de la oferta nacional. Por lo tanto las medidas de mayor impacto tendrán que estar dirigidas a reducir la demanda en este sector.

Al hacer un análisis de la demanda del sector transporte encontramos claras diferencias entre el mercado de gasolinas, diesel y Jet como se observa a continuación:

Consumo de combustibles – Sector Transporte



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Para el caso de la gasolina existe una mayor posibilidad de moderar la demanda desincentivando el uso de transporte privado que puede ser sustituido por transporte público. Como se observa en la grafica anterior, la demanda predominante es la del transporte privado con un 38% de consumo total, seguido por el transporte de pasajeros público que participa en el 37% del mercado y el transporte de carga con un 23%. En el caso del mercado de Diesel consideramos que cualquier restricción de la demanda tendría un alto costo económico, social y político debido a que la demanda esta ampliamente concentrada (67%) en el transporte de carga y (13%) de pasajeros públicos. En el caso del Jet cualquier reducción de la demanda se lograría únicamente con restricciones en el tráfico aéreo de carga y pasajeros.

Medidas de Sustitución de combustibles líquidos:

Las posibilidades de sustitución de combustibles líquidos en Colombia por otros energéticos alternativos son limitadas. En el sector transporte (por lejos el principal sector usuario) las posibilidades de sustitución por biocombustibles y/o gas natural son restringidas a pequeños porcentajes de consumo de sectores específicos:

- **Biocombustibles:** En el caso de las gasolinas, teniendo en cuenta la regulación de mezcla obligatoria E10, el parque automotor actual podría soportar hasta un máximo de 15% de etanol lo que generaría una liberación de 5% adicional de consumo. En el largo plazo la introducción de vehículos flex-fuel otorgaría una mayor flexibilidad en este sentido.

En el biodiesel, aunque no existen restricciones por el lado de la demanda, la oferta nacional enfrentaría serias dificultades para abastecer niveles superiores a los establecidos legalmente.

- Gas Natural (GNV): Se asume que los autos convertidos (aquellos con posibilidad de sustitución) ya se encuentran utilizando GNV debido al amplio diferencial en precios entre gas natural y gasolinas, por lo tanto en un evento de emergencia la posibilidad de sustitución es prácticamente nula.

En el caso del diesel las opciones de sustituciones son marginales: las posibilidades de sustitución de diesel en el sector agrícola son prácticamente nulas, y muy limitadas en el caso de la industria

Finalmente, el sector térmico prácticamente no utiliza combustibles líquidos en su operación normal, con lo cual resulta poco relevante y de bajo impacto para el mercado líquido cualquier sustitución por Gas Natural.

- Medidas de restricción de la demanda:

Las medidas de restricción de la demanda son ampliamente usadas en los países pertenecientes a la EIA en situaciones de emergencia. Sin embargo como se expuso anteriormente el impacto de dichas medidas solamente alcanza una reducción de alrededor del 10% sin altos costos económicos y sociales.

Para el caso de Colombia recomendamos agrupar las medidas de reducción de la demanda en tres niveles generales como se explican a continuación:

- Medidas de restricción voluntarias: en casos de emergencias una primera medida para activar es utilizar campañas publicitarias para informar sobre la necesidad de ahorrar combustible. A través de mensajes masivos se puede educar a la ciudadanía sobre diversas opciones para disminuir el consumo de combustibles promoviendo el uso de transporte público o de aumento de la ocupación por vehículo (carpooling).

Una de las medidas con mayor impacto en los países pertenecientes a la EIA es la promoción del eco-ajuste en el parque automotor. Esta medida básicamente consiste en la promoción de patrones eficientes de aceleración y desaceleración, óptimo nivel de aire en las llantas, reducción del peso de los vehículos y algunas otras medidas que reducen el consumo de combustible por km de viaje. Tomando en cuenta la experiencia de los países de la EIA este tipo de medidas tardan alrededor de 2 semanas luego de su implementación en presentar los primeros resultados.

Recomendamos que el MME evalúe el impacto de este tipo de mecanismos previo a las situaciones de emergencia para hacer el cálculo efectivo del potencial de reducción de consumo y defina el plan masivo de comunicaciones más efectivo.

- Medidas Mixtas: dentro de la categoría de medidas mixtas clasificamos las acciones que 1) Requieren restricción del consumo 2) Deben ser coordinadas con las autoridades locales y 3) Ya han sido utilizadas en el país y por lo tanto tienen un costo medio de implementación. Por ejemplo, el principal mecanismo que consideramos bajo esta categoría es el aumento del *pico* y

placa para el transporte privado a los fines de semana o más horas durante la jornada laboral. Aunque este mecanismo podría generar resistencia por parte de los conductores particulares, es claro que los ciudadanos del mayor centro de consumo (Bogotá) están familiarizados con la forma en que opera el pico y placa y pueden fácilmente atender estas medidas⁵.

Para que esta medida sea efectiva es necesario que se cuente con el apoyo de órganos de seguridad quienes serían los encargados de fiscalizar el cumplimiento de los horarios preestablecidos. En casos de emergencia recomendamos que se adopten restricciones de pico y placa en las ciudades más grandes del país.

Tomando la experiencia de la EIA, este tipo de medidas tardan alrededor de cuatro semanas en surtir efecto y su éxito depende de adoptar masivos planes de comunicación para la ciudadanía y establecer una estrategia efectiva de fiscalización. Recomendamos que el MME se concentre en la definición y coordinación de estos dos planes con las respectivas autoridades y agentes.

- Medias Restrictivas: Son las de mayor impacto económico y social. Este conjunto de medidas solamente son adoptadas una vez la emergencia se recrudece y por lo tanto se inicia un plan para restringir el abastecimiento a los sectores prioritarios. Consideramos que dado el impacto social y económico de la restricción de consumo el orden de priorización de los mismos debe ser:
 1. Servicios esenciales: policía, bomberos, ambulancias, servicios públicos, transporte carga vital (alimentos y combustibles)
 2. Transporte masivo: dentro y fuera de las ciudades
 3. Transporte de carga no esencial
 4. Industria y actividad agrícola
 5. Transporte privado

El primer sector a racionar en una emergencia debe ser el transporte privado debido a que este es el mayor consumidor de gasolinas y sería susceptible de utilizar el transporte público. En caso en que la emergencia se prolongue y no se cuente con producto importado (poco probable si se cuenta con suficiente capacidad de importación) se deberá iniciar la restricción de los demás sectores tratando de mantener el abastecimiento a los servicios esenciales y al transporte de pasajeros.

Conforme a la experiencia de los países de la EIA este tipo de medidas requieren una amplia coordinación y trabajo con las autoridades locales pues usualmente son las alcaldías o representantes locales los responsables de entregar los cupones o bonos de consumo a los sectores esenciales y de

⁵ Recientemente (2009) se alargó el pico y placa en Bogotá a todo el día como una medida de control del volumen de tráfico

transporte masivo conforme a los criterios de priorización. Así mismo, para que estas medidas se implanten efectivamente se requiere establecer una amplia estrategia fiscalización tanto de la demanda como de la oferta, la cual deberá ser coordinada con la Policía Nacional y/o el Ejército.

Recomendamos que el MME realice una definición previa del protocolo de actuación de cada una de las entidades involucradas, la definición de responsabilidades y además se lleven a cabo simulacros para identificar las opciones de mejora de los planes de acción.

Resumen medidas de restricción de la demanda

	Voluntarias	Mixtas	Restrictivas
Aspectos Claves de la Implementación	<ul style="list-style-type: none"> Definición de los mecanismos para realizar las campañas publicitarias Cálculo del impacto de estas medidas en la disminución de demanda total 	<ul style="list-style-type: none"> Coordinación y consenso con las alcaldías locales, previa a la emergencia, sobre las restricciones a implantar Amplia difusión en los medios de comunicación 	<ul style="list-style-type: none"> Coordinación y consenso con las alcaldías locales Definición del procedimiento de asignación de la oferta conforme a los sectores de priorización de la demanda
Instancias Publicas Implicadas	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Minas y Energía y Comité de Crisis 	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Transporte alcaldías locales de las principales ciudades del país 	<ul style="list-style-type: none"> Ministerio de Minas y Energía, Autoridades Departamentales y Municipales Fuerzas policiales, Ministerio de Defensa?
Costo y tiempo requerido para implementación	<ul style="list-style-type: none"> Bajo costo Dado que las medidas son voluntarias no se requieren actividades de fiscalización La activación de estas medidas pueden tomar alrededor de 2 semanas 	<ul style="list-style-type: none"> Costo Medio Conforme a la experiencia de la EIA se requieren al menos cuatro semanas en planeación y publicación de las medidas adoptadas 	<ul style="list-style-type: none"> Alto costo Requiere amplia coordinación con autoridades locales para distribución de cupos de demanda y con autoridades de vigilancia para hacer efectivas estas medidas

Fuente: Análisis Arthur D. Little

Finalmente, para ayudar en la definición de un plan efectivo de acción ante emergencias específicas, es necesaria una evaluación detallada del impacto de cada una de los mecanismos propuestos con el fin de adoptar los mecanismos más efectivos tanto en la oferta como en la demanda, dependiendo la situación se presente. Como se observa en el siguiente grafico, al hacer el análisis del impacto por combustible existe mucho más flexibilidad en el mercado de gasolinas que en el de jet y diesel siendo ésta es una de las principales razones por las que recomendamos inventarios estratégicos mayores para diesel.

Resumen medidas de restricción de la demanda

Costo / Impacto en el mercado	Impacto de la medida sobre:			Comentario
	Diesel	Gasolinas	Jet	
Medidas de restricción de demanda	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	
Medidas de moderación de demanda	-	✓✓	-	<ul style="list-style-type: none"> Transporte privado representa más de 35% de la demanda de gasolinas Este sector es marginal en el caso de diesel
Flexibilización de calidad	✓✓	✓	-	<ul style="list-style-type: none"> En el caso del diesel podría tener impacto importante Sin posibilidad de flexibilización en el caso del jet
Restricción exportaciones	-	✓	-	<ul style="list-style-type: none"> Gasolinas es el único combustible excedentario en Colombia actualmente En destilados medios podría tener algún impacto tras la ampliación/modernización del parque retinador
Liberación inventarios	✓✓✓	✓✓✓	✓✓✓	
Importaciones	✓✓	✓✓	✓	<ul style="list-style-type: none"> Puede ser importante tras ampliación Pozos Colorados En el caso del jet, capacidad estará limitada aún tras ampliación de Cartagena por restricciones en el transporte al interior

- Nulo/no aplica ✓ Limitado ✓✓ Importante ✓✓✓ Muy significativo

Medidas reducción de demanda
Medidas aumento de oferta

Fuente: Análisis Arthur D. Little

3.4.4.2 GLP

La oferta de GLP al igual que la de combustibles líquidos esta fuertemente concentrada en la refinería de Barrancabermeja. Aunque algunos campos menores tienen producción de GLP asociado a la producción de gas (como líquidos de gas natural), la refinería de Barrancabermeja produce cerca del 80% del producto consumido diariamente. En este sentido consideramos que se deben tener en cuenta los siguientes mecanismos de actuación en casos de emergencia:

Medidas para incrementar la oferta y reducir la demanda en el mercado de GLP

	Medidas	Descripción
Oferta	Importaciones	Accionar importación extraordinaria
	Almacenamiento	Utilización de inventarios (gestión coordinada)
Demanda	Reducción de la Demanda	Priorización de la demanda

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- Importaciones:

Actualmente las importaciones de GLP se realizan por el puerto de Cartagena. Como se estableció en el informe III del presente estudio la capacidad actual de importación es bastante limitada (~20 kbl/d, equivalente a 1 día de consumo) debido a la baja disponibilidad de tanques de almacenamiento y las dificultades logísticas para el transporte del producto hacia el interior por el Río Magdalena o carro tanque. Por lo tanto consideramos que las inversiones en aumento de capacidad son prioritarias porque no existen opciones de abastecer el mercado local en caso de disrupción severa en las refinerías.

Actualmente Ecopetrol cuenta con un proyecto para la ampliación de la capacidad recepción de GLP en Cartagena hasta 110 kbl/d y tiene previsto construir un propanoducto desde Barrancabermeja hasta Cartagena con capacidad de entre 10 – 15 kbl/d. Consideramos que en caso de llevarse a cabo, estas inversiones resultarían efectivas para hacer frente a la vulnerabilidad existente en este producto y recomendamos monitorear el avance del proyecto para asegurar la capacidad efectiva de importación.

- Almacenamiento:

En cuanto a la nueva regulación en materia de almacenamiento de GLP, La CREG colocó en cabeza del comercializador mayorista la responsabilidad de gestionar y contratar el almacenamiento necesario para garantizar la confiabilidad del suministro. Esa confiabilidad se considera respaldada a través de la exigencia de contratos de almacenamiento entre el comercializador mayorista y el almacenador (y transportador y almacenador si el primero lo requiere para garantizar la entrega continua).

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

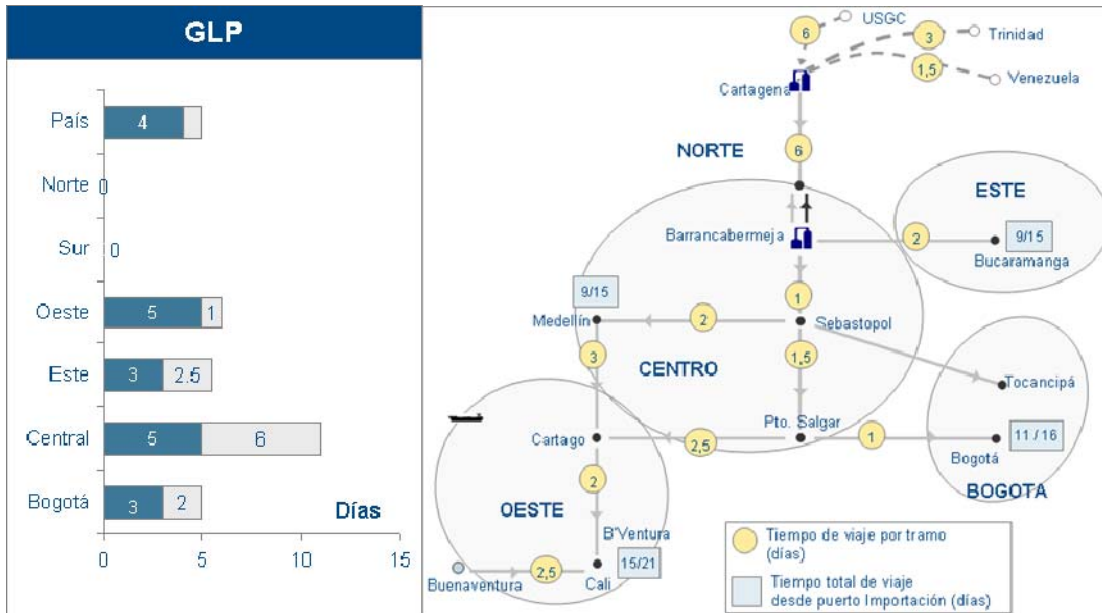
Todas las ventas de los comercializadores mayoristas a los distribuidores deben estar respaldadas por contratos de suministro que garanticen la prestación del servicio en forma continua, ininterrumpida y segura. Las condiciones de estos contratos serán establecidas por la CREG en el Reglamento de Comercialización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

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

del MME como política energética. Tampoco ha fijado un criterio claro de confiabilidad a ser incluido en los contratos firmes.

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

Inventarios y Capacidad de Almacenamiento de GLP 2008



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

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

Si consideramos que ese almacenamiento estratégico debe ser del orden, por ejemplo, de 7 días excluyendo los inventarios no cuantificados en plantas de envase, depósitos de

cilindros o centros de acopio, expendios de cilindros y puntos de venta, la responsabilidad sobre el nivel de inventarios diferente al de la cadena minorista estaría en cabeza del comercializador mayorista quien lo contrataría con un almacenador. Consecuentemente, se propondría que en los contratos en firme a ser suscritos entre el comercializador mayorista y el distribuidor se incluya una cláusula en la cual se explicita que el primero debe asegurar la continuidad del suministro aún en casos de fallas en la producción nacional de GLP, de importación y/o transporte, hasta por el término de los días que finalmente se determinen.

El costo de ese almacenamiento sería reconocido a través del precio que paga el distribuidor al mayorista. Lo anterior no quiere decir que el servicio de almacenamiento quede sujeto a una tarifa regulada. Lo que se regula es el criterio de confiabilidad. La gestión del almacenamiento sigue en cabeza del comercializador mayorista como lo propone la CREG pero se impone un requerimiento de confiabilidad que sería monitoreado por el MME (o UPME) con base en la información reportada al SUI.

- **Priorización de la Demanda:**

Cuando de presente una disrupción prolongada de la oferta consideramos que se deben establecer mecanismos para la priorización efectiva de la demanda. Dado que los grandes consumidores de GLP son el sector residencial y la industria petroquímica, consideramos que en caso de emergencia se debe dar prioridad a los consumidores residenciales frente a los industriales debido a su baja capacidad de sustitución y los altos costos sociales que puede generar la interrupción del suministro.

Para ello, se propone que el Gobierno Nacional (MME), como responsable de la política energética, reglamente mediante decreto estas prioridades en cuanto a la producción nacional se refiere, cuando el MME declare mediante resolución motivada que se presenta una situación de emergencia en el abastecimiento de GLP. Consecuentemente, se propone que los contratos de suministro entre los productores y la industria petroquímica incluya esta previsión.

3.4.4.3 Biocombustibles

Dentro de las situaciones extremas contempladas para el mercado de biocombustibles hemos identificado las siguientes:

- Paro de producción de etanol en las destilerías de Providencia, Manuelita o Incauca
- Retraso en la entrada de las nuevas plantas de producción de biodiesel o etanol

Al analizar el impacto de dichas situaciones en el abastecimiento nacional es importante tener en cuenta que los biocombustibles a diferencia de los combustibles fósiles o el GLP cuentan con combustibles sustitutos.

En el caso del Etanol, cuando se presenten interrupciones en el suministro, la demanda se puede abastecer con gasolina regular. Dado que el porcentaje de mezcla es 10% y el país es excedentario en la producción de gasolinas es factible que transitoriamente se

flexibilice el requerimiento de mezcla obligatoria y se compense la ausencia de etanol con gasolinas. Esta medida fue utilizada entre septiembre y noviembre del 2008 cuando se presentó el paro laboral en los ingenios productores de caña de azúcar y se tuvo que suspender la mezcla por dificultades de abastecimiento.

No obstante, en materia de almacenamiento de etanol el decreto 180687 del 2003 establece la obligación para los productores de mantener capacidad de almacenamiento e inventarios efectivos suficientes para cubrir la demanda durante un tiempo mínimo de 10 días. Consideramos que los niveles de inventarios requeridos son adecuados, dado que este combustible puede ser fácilmente sustituido y respaldado con los inventarios estratégicos de gasolina propuestos anteriormente.

En materia de Biodiesel, al igual que en el mercado de etanol, el consumo puede ser remplazado por diesel de origen fósil. En cuanto a los inventarios, la resolución 182142 del 2007 estableció que los productores deben mantener capacidad de almacenamiento e inventarios físicos suficientes para cubrir la demanda durante un tiempo mínimo de 10 días.

Dado que actualmente el nivel obligatorio de mezcla es bastante bajo (5%) y que en caso de emergencia se contaría con el back up de inventarios estratégicos de diesel equivalente a 25 días, consideramos que el nivel de almacenamiento de biodiesel es adecuado. No obstante, en caso de que se suban los niveles de mezcla mínima y se siga manteniendo una condición deficitaria en diesel, será necesario evaluar la necesidad de incrementar el nivel de los mismos.

3.4.5 Comité de Crisis

Recomendamos la creación de un Comité de Crisis encargado de evaluar las emergencias y definir los mecanismos de acción para superarlos. Cada situación de emergencia de desabastecimiento que se presente requiere definir un plan de acción y de restablecimiento del servicio específico por lo tanto es necesario crear una instancia encargada de evaluar los eventos y definir las medidas a implantar.

Este comité de Crisis estaría liderado por el Ministerio de Minas y Energía como directo responsable del abastecimiento de hidrocarburos y además contaría con la participación de los actores más relevantes de la industria. En particular consideramos que en el Comité de Crisis deberían estar representadas las siguientes instituciones como miembros permanentes:

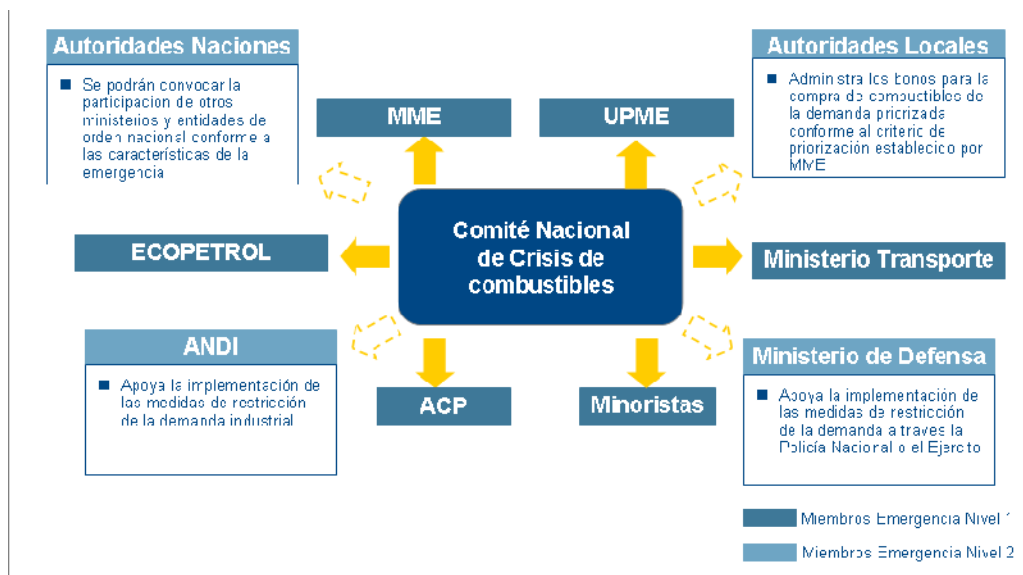
- Ministerio de Minas: líder del comité y agente convocador del mismo.
- UPME: esta institución ejercería la secretaria técnica del comité, pues debido a la información que maneja deberá soportar al comité de crisis y el ministerio en la toma de decisiones
- Ministerio de Transporte: El sector transporte es el principal consumidor de combustibles líquidos por lo tanto cualquier medida que afecte la demanda se deberá coordinar con este ministerio. Adicionalmente, en caso de que la

emergencia se presente por problemas en los ductos se deberá establecer un plan de distribución vía carro tanques en el cual el soporte de Min. transporte será de especial ayuda.

- Ecopetrol: principal productor y transportador de combustibles líquidos, el rol de Ecopetrol será asesor técnico de los planes de emergencia y ente coordinador de la logística para la implementación de los mismos.
- ACP: como ente agregador de los representantes del sector podrá prestar asesoría técnica a los planes y coordinar acciones con los demás agentes de la cadena de suministro
- Gremio de Distribuidores Minoristas: El MME deberá convocar a representantes de este gremio para la coordinación de acciones de emergencia.

Dependiendo el nivel de la emergencia consideramos que puede ser necesario involucrar representantes de los gremios afectados, autoridades locales y/o de otras instituciones del nivel central. Como se expuso anteriormente, en el momento en que se presente una emergencia nivel 2, será necesario emprender medidas para restringir la demanda, las cuales requerirán la coordinación de acciones con autoridades del orden local y requerirán la fiscalización de la policía nacional o el ejército, por lo cual resulta importante que el comité de crisis se amplíe y convoque a los representantes de estas instituciones como se observa en el siguiente grafico:

Integrantes Comité de Crisis



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Cuando se presenten emergencias en el abastecimiento de GLP consideramos que además de los miembros permanentes definidos anteriormente se deberá contar con un representante de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y de la

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y algún representante de este gremio como por ejemplo Agremgas.

Para el caso de los biocombustibles será necesaria la participación de los productores, por lo tanto consideramos que Asocaña para el caso del etanol o Fedepalma para el caso del diesel, podrían ser los encargados de representar a estos agentes.

Las principales funciones del comité de crisis son:

- Lograr un entendimiento rápido y profundo de la crisis: una vez se presenta la crisis, el comité es el ente encargado de determinar el impacto de la emergencia y las opciones para restablecer el servicio
 - Origen: identificación de causas detrás de la interrupción en el suministro
 - Impacto: volumen de producción y ciudades afectadas
 - Duración: tiempo estimado de duración de la interrupción
- Asesorar al Ministro de Minas para la declaración del estado de emergencia: una vez se tiene un diagnóstico consolidado de la situación el comité de crisis le presentará la situación al ministro de minas quien será el encargado de declarar la situación de emergencia para el mercado
- Definir y ejecutar un Plan de Acción ante la crisis: en función de la gravedad de la crisis, el comité deberá definir de medidas a ser utilizadas como:
- Mecanismos y volumen de inventarios a ser liberados: durante una crisis se liberan los requerimientos de inventarios a lo largo de la cadena. Tras la evaluación de impacto del evento, puede ser necesaria una priorización regional (ej. la liberación de inventarios de regiones menos afectadas podría ser dirigida a regiones más afectadas).

En algunos países los inventarios estratégicos se liberan por medio de licitaciones o ventas directas a los agentes a precios de mercado previos a la crisis. Será el comité quien recomiende al MME el mecanismo más efectivo de liberación de los mismos dependiendo el diagnóstico de la crisis.

- Medidas de restricción de demanda: conforme a la magnitud de la emergencia, el comité de crisis decidirá las medidas de restricción de la demanda que se activan y coordinará con las instituciones involucradas en su implantación.
- Coordinación y gestión de información en “tiempo real”: la función del comité se amplía hasta el seguimiento y monitoreo a la implementación del plan de acción y las modificaciones al mismo en caso de que se presenten problemas.
- Recomendar la adopción de Decretos de Emergencia: el comité, con base en el diseño del plan de acción, de considerarlo necesario, propondrá al MME la adopción de decretos que reglamenten la puesta en marcha del plan.
- Diseño y Ejecución de Plan de Comunicación: definición de los medios de información a los agentes sobre los mecanismos a activar para enfrentar la crisis.

3.4.6 Proceso para la atención de las situaciones de emergencia:

Una vez se presenta la emergencia hemos identificado seis etapas claves sucesivas para la atención de la misma:

- **Reporte de la Emergencia:**

La responsabilidad del reporte de eventos de interrupción del servicio, previstos o imprevistos, debe estar en cabeza de todos los agentes de la cadena de suministro. El Ministerio de Minas y Energía debe fijar los criterios con anterioridad a la crisis para asegurarse de que reciba la información a tiempo. Consideramos que se podrían utilizar los siguientes criterios para cada agente:

- Refinadores:
 - Paradas en la producción de un combustible mayor a 1 día
 - Reducción mayor a 30% en el flujo de sus inventarios normales de producto
 - Incrementos en la demanda mayores a 30% de los volúmenes normales
- Transportadores:
 - Interrupción del servicios previstos o imprevistos mayores a 6 horas
 - Reducción del 30% del nivel normal de producto transportado
- Mayoristas:
 - Reducción del 30% del volumen de entregas
 - Desviación negativas mayores al 30% en el flujo de inventario normal

Cada uno de los agentes que identifique cualquiera de estos eventos estará en la obligación de informar a la dirección de hidrocarburos en un plazo no mayor de 24 horas la ocurrencia del evento.

- **Convocatoria del comité de crisis:**

Una vez que la subdirección de hidrocarburos es notificada con respecto al evento realiza un proyecto de evaluación preliminar de la situación con el apoyo de la UPME, para establecer si cumple con los criterios de Emergencia Nacional o se puede categorizar como un evento de carácter regional o localizado que no requiere la activación de protocolo de emergencia.

Una vez realizado un diagnostico preliminar si el evento reportado cumple con los criterios preestablecidos de emergencia Nivel 1 o Nivel 2, el Subdirector de Hidrocarburos convocara al Comité de Crisis para informarle sobre la situación.

- **Diagnostico de la Emergencia Nacional y Plan de Acción:**

Una vez que el comité de crisis es convocado y notificado de los pormenores de la situación, el Comité de Crisis deberá:

- Hacer un diagnóstico detallado de la crisis: identificar consecuencias del evento reportado y el cumplimiento de los criterios de emergencia nacional. En caso de establecerse la necesidad de declarar la emergencia se definirá el nivel de emergencia declarar
- Diseñar el plan de acción: se trabajará en conjunto con el agente que sufre la interrupción en el plan para restablecer le servicio y se identificaran las medidas a activar mientras se restablece el servicio

- Declaración del estado de emergencia:

Con base en el diagnostico y al plan de acción propuesto por el comité de crisis, el Ministro de Minas y Energía deberá comunicar a los agentes del mercado el Estado de Emergencia y el plan de acción mientras para superar la situación

- Implementación del plan de acción:

Una vez que el MME ha comunicado el estado de emergencia energética se utilizarán los medidos masivos de comunicación para dar a conocer a los consumidores y agentes las medidas que contempla la implementación del plan de acción. El comité de crisis será el responsable de coordinar acciones entre los agentes del mercado, las demás instituciones públicas centrales y los agentes locales involucrados en la implementación del plan de acción.

La UPME será la encargada de consolidar la información en tiempo real de la ejecución del plan y presentar informes de avance al comité de crisis. En caso de necesitarse revisiones al plan de acción, el comité de crisis propondrá las modificaciones para la aprobación del MME

- Declaración del fin de la crisis:

Una vez se supera la crisis el MME comunicara el fin del estado de emergencia energética y el comité de crisis presentara un balance del plan de acción implementado

4 Conclusiones generales del estudio

En este capítulo se presentan las principales conclusiones y recomendaciones que resultan del presente estudio a través del desarrollo de las diferentes fases. El capítulo comprende cuatro secciones. La primera recoge los elementos principales a nivel conceptual y de política energética relacionados con la seguridad del abastecimiento; y la tres secciones siguientes incluyen las principales conclusiones y recomendaciones relacionadas con los sectores de gas natural, de combustibles líquidos (incluyendo el GLP) y el plan de emergencia.

4.1 Sobre el marco conceptual y de política

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 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 confiabilidad en el abastecimiento energético requiere de especial tratamiento con el fin de evitar que las fallas de mercado produzcan situaciones de escasez con impactos negativos sobre la sociedad.
- En el campo de los hidrocarburos, caracterizado por la declinación de reservas de crudo y gas natural, unido 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.
- 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 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. 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.
- 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. 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.

Aspectos conceptuales sobre riesgos de desabastecimiento

- El riesgo de desabastecimiento se define como posibles eventos que pueden generar disminución de la oferta de energéticos ya sea por eventos previsibles o por emergencias operacionales en cualquier eslabón de la cadena. En la primera categoría se denomina “riesgos de suministro” para lo cual se hace un análisis de las debilidades de las cadenas de suministro generadas tanto por señales regulatorias equivocadas, debilidades en el desarrollo de los mercados o fracasos en la búsqueda de nuevas fuentes de energía.
- 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.
- Diversos países han establecido mecanismos de seguimiento y monitoreo en cada uno de los eslabones de la cadena. El diseño de indicadores que permitan dar alertas tempranas en caso de problemas de este tipo en alguna de las cadenas se proponen en el presente estudio.

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. Dicho Plan incluye los siguientes principios relacionados con la seguridad del abastecimiento:

- Fortalecimiento de la seguridad energética del país: 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: Depende en gran medida de señales de precios adecuadas. Se seguirá trabajando en el desmonte de los subsidios a los energéticos.
- Consolidación de la integración regional: 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.
- Acorde con lo anteriores lineamientos el Plan Energético estableció los siguientes objetivos:
 - Asegurar el abastecimiento energético y sostenibilidad del sector: se mantendrán incentivos para la inversión privada en la exploración y explotación de los recursos energéticos y la sostenibilidad tanto ambiental como institucional en el largo plazo (calidad de los combustibles y coordinación entre las diferentes entidades de forma que se promueva la eficiencia y seguridad en los mercados).
 - Formulación de precios de mercado que aseguren competitividad.
 - Consolidar esquemas de competencia en los mercados: fortalecer medidas para incrementar la competencia y se propone reevaluar la normatividad en torno a la integración vertical especialmente en la cadena de abastecimiento del gas natural con el fin de adoptar mecanismos que promuevan los proyectos de infraestructura en el transporte. Así mismo, se deberá procurar mecanismos que permitan un efectivo acceso de terceros a la infraestructura de transporte en todas las cadenas.
 - Consolidar la integración energética regional.

Las recomendaciones elaboradas en el presente estudio y que se sintetizan en este capítulo se enmarcan dentro de los anteriores elementos conceptuales y de política. A continuación se presentan las principales conclusiones y recomendaciones desarrolladas en los cuatro informes del estudio.

4.2 Criterios de Confiabilidad

- Hemos identificado una criterios de confiabilidad que son aplicados en el desarrollo del presente plan de abastecimiento como mecanismos para la identificación de prioridades de inversión, regulación sectorial y sistemas de monitoreo
- En gas ya existen algunos criterios que establecen objetivos de diseño de los sistemas de abastecimiento, y se recomienda la incorporación de algunos adicionales relacionados con la cobertura para la atención de la demanda prioritaria Criterios de Confiabilidad Gas Natural

Criterios de Confiabilidad Gas Natural

Sector	Criterio	Acción
Gas Natural	Suministro disponible para atención de 100% de los sistemas de compresión + usuarios regulados	Identificación, desarrollo y mantenimiento de fuentes de abastecimiento
	Suministro disponible para respaldo de los contratos en firme	
	Infraestructura que permita atender 100% de la demanda regulada en ciudades de más de 1.000.000 de habitantes ante eventos de interrupción de hasta 3 días en el suministro	Inversión en capacidad de almacenamiento
	Respaldo de capacidad de compresión permite mantener > 80% de la presión normal de operación	Adición de capacidad
	Frecuencia de fallas operacionales en 1re cuartil de desempeño entre activos comparables	Estándares operacionales

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- En combustibles líquidos consideramos que los inventarios son la principal herramienta para hacer frente a cualquier problema de abastecimiento y que además es necesario desarrollar a priori un sistema de restricción de la demanda que pueda ser activado en momentos de crisis. A continuación se describen los criterio seleccionados:

Criterios de Confiabilidad Combustibles Líquidos

Sector	Criterio	Acción
Combustibles Líquidos	Inventarios/Consumo \geq 9 días (Costa) \geq 20-25 días (Interior)	Sanción (multa, suspensión de licencia)
	Reducción de la demanda a través de la activación de medidas de racionamiento del 15% para gasolina y 10% de diesel	Revisión de los patrones de consumo y medidas de eficiencia y sustitución
	Frecuencia de fallas operacionales en 1re cuartil de desempeño entre activos comparables	Estándares operacionales

Fuente: Análisis Arthur D. Little

A continuación se presentan las conclusiones principales del análisis de abastecimiento y las recomendaciones desarrolladas para la cadena de Gas Natural, combustibles líquidos, biocombustibles y GLP.

4.3 Gas Natural

4.3.1 Diagnóstico Del Sector

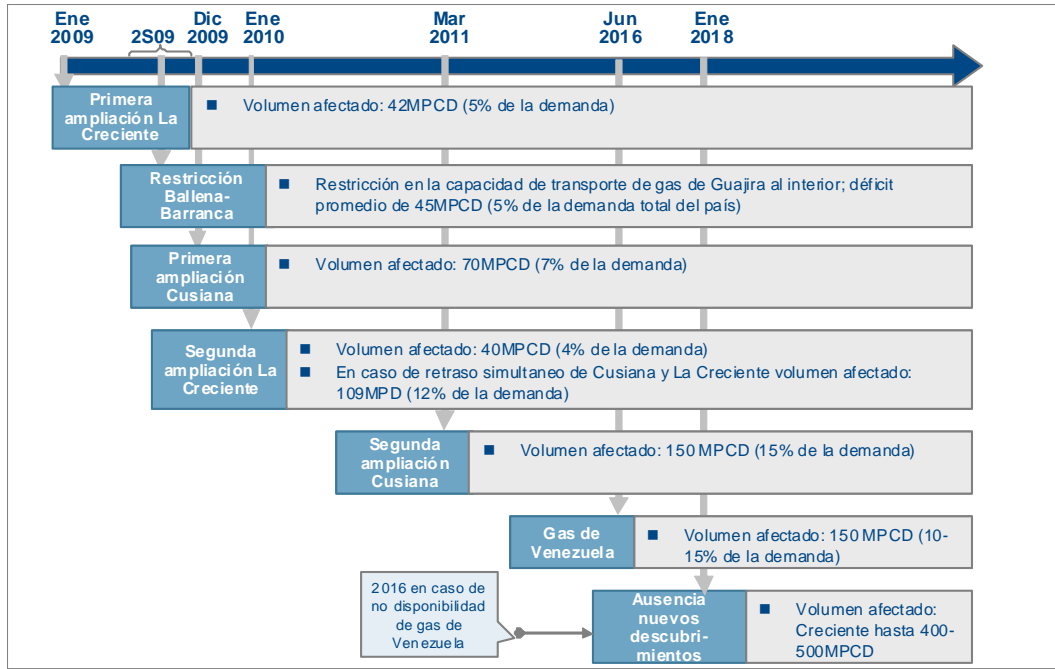
- No hay disponibilidad de gas para contratación en firme
- Incertidumbre respecto al horizonte de autosuficiencia debido a las fallas en los flujos de información entre los agentes y la UPME
- Ausencia de hallazgos significativos pese a la intensa actividad exploratoria
- Incertidumbre con respecto a la entrada a tiempo de los nuevos proyectos previstos de aumento de capacidad de producción y/o transporte
- Incertidumbre con respecto a la disponibilidad futura de gas de Venezuela debido a retrasos en los proyectos de exploración y producción que abastecerían el país.
- Crecimiento sostenido de la demanda pese a incertidumbre respecto a la disponibilidad de gas
- Incertidumbre respecto al abastecimiento del interior ante picos de demanda del sector termoeléctrico
- Producción de gas fuertemente concentrada en sólo dos fuentes de producción (Guajira y Cusiana) y tres jugadores
- Esta situación se ha visto magnificada por fallas de coordinación y ausencia de información consolidada y confiable del sector, generando cierto grado de desconfianza entre autoridades del sector y agentes participantes

4.3.2 Identificación de riesgos

- En el desarrollo del estudio se identificaron dos tipos de riesgos: los riesgos de suministro y los riesgos operacionales
- Los riesgos de suministro parten del análisis de balance oferta-demanda, a partir del cual se identificaron aquellos eventos que, dada su relativamente alta probabilidad de ocurrencia o significativo impacto potencial, son más relevantes para el análisis⁶. La gráfica que sigue resume los principales riesgos identificados de acuerdo a su posible ocurrencia en el tiempo.

⁶ La clasificación de riesgos operacionales y de suministro fue desarrolladas en detalle en el primer entregable

Principales riesgos de suministro



Fuente: UPME- Naturgas

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

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

Principales riesgos operacionales

Impacto potencial	MAYOR PROBABILIDAD →					
	Probabilidad					
	A	B	C	D	E	
1						Disminución en la Producción de Ballena-Chuchupa
2	5	12	10			Disminución en la Producción en Cusiana
3	4, 1, 2, 9, 6	8, 13		7	11	Ruptura de ductos por actos mal intencionados
4	3					Ruptura de ductos por actos involuntarios

Falla humana	1
Mantenimiento	2
Desastre natural	3
Falla humana	4
Mantenimiento	5
Desastre natural	6
Ruptura de ductos por actos mal intencionados	7
Ruptura de ductos por actos involuntarios	8
Ruptura de ductos por fallas de terreno	9
Fallas operacionales en ductos	10
Interrupción por mantenimiento de ductos	11
Mantenimiento sistema de distribución	12
Ruptura involuntaria de terceros en sist. distribución	13

Fuente: Análisis Arthur D. Little

4.3.3 Sistemas de Información

El análisis de diagnóstico permitió extraer las siguientes conclusiones en relación a los mecanismos de intercambio de información existentes en el sector de gas natural:

- Se identifican redundancias en las solicitudes de información de las diferentes entidades
- Existen ciertas imprecisiones en cuanto a la definición de información requerida (Ej. reservas)
- Aunque existen mecanismos sistematizados de recolección (BEOs, SUI), mucha de la información es recogida a través de solicitudes puntuales a los agentes
- Se observan ciertos rezagos en el reporte de información
- No existen mecanismos de consolidación y reporte efectivo de la información recolectada a través de múltiples mecanismos y agentes, más allá de la iniciativa reciente por parte de la industria canalizada a través del CNO-Gas

Con base en el análisis de diagnóstico y el diseño de indicadores de confiabilidad desarrollado surgen algunas recomendaciones que se enumeran a continuación:

- Es necesario homogeneizar la definición de la información solicitada y reconciliar los sistemas actuales con los requerimientos establecidos en el Decreto 2687
- Se considera conveniente realizar esfuerzos que permitan simplificar y unificar la información solicitada donde sea posible, y definir mecanismos que permitan consolidar la información dispersa en las plataformas existentes (Ej. BEOs)
- Es necesario incorporar información que permita hacer un seguimiento del mercado secundario
- Maximizar la utilización de mecanismos formales y sistematizados para la recolección de información
 - Limitar las solicitudes puntuales de información en la medida que sea posible
 - Aprovechar al máximo las plataformas existentes
- Sistematizar la elaboración y seguimiento del balance oferta/demanda, como una de las principales variables de monitoreo
- Definir mecanismos de seguimiento de las medidas preventivas para asegurar la confiabilidad de la infraestructura
- Se recomienda el seguimiento a los siguientes indicadores clave de suministro y operacionales:

Indicadores de Confiabilidad Claves – Gas Natural

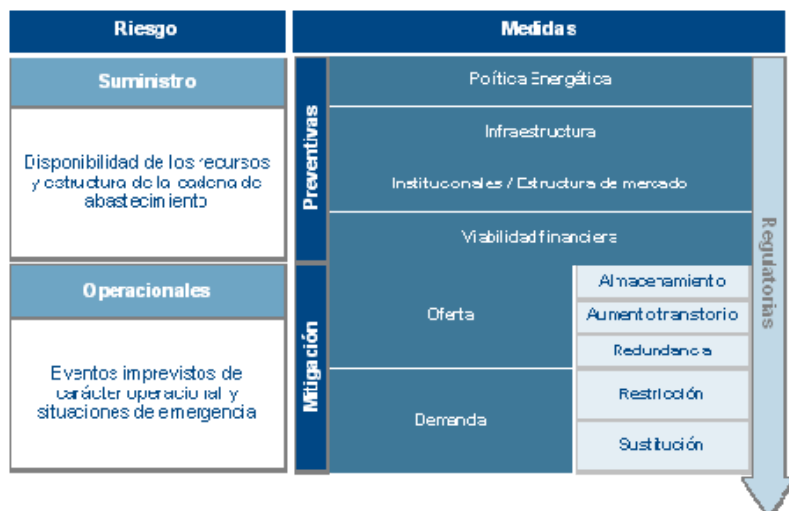
Seguimiento a los Riesgos de Suministro	Disponibilidad física	1	Balances Oferta-Demanda regionales actual y proyectado (mensual)
		2	Balances Oferta-Demanda regionales actual y proyectado (anual)
		3	Demanda de gas proyectada sector eléctrico (semanal, mensual y anual) vs. contratado en firme
		4	Reservas / Producción (t, t+1)
	Viabilidad financiera	5	Diferencial entre precios regulados vs. no regulados vs. precios mercado secundario vs. exportación (vs. LNG)
	Infraestructura	6	Capacidad de transporte / capacidad contratada en firme , por tramo
		7	Capacidad de transporte / (volumen transportado promedio ult. 12 meses)
		8	Capacidad de transporte / (volumen transportado pico ult. 12 meses)
	Cobertura	9	Inventarios (en tubos y en facilidades de almacenamiento) / demanda principales ciudades (promedio y pico ult. 12 meses)
Seguimiento a los Riesgos de operación	Calidad	1	Monitoreo de la calidad del gas en azufre, sólidos, CO2, Número Wobbe)
		2	Monitoreo a la presión en nodos de transferencia
	Seguridad en la operación	3	Estadísticas de fallas en producción: motivo, duración, impacto (volumen interrumpido, usuarios desatendidos)
		4	Estadísticas de fallas en transporte: motivo, duración, impacto (volumen interrumpido, usuarios desatendidos)
	Seguridad ante terceros	6	Estadísticas de fallas en producción: motivo, duración, impacto (volumen interrumpido, usuarios desatendidos)
		7	Estadísticas de fallas en transporte: motivo, duración, impacto (volumen interrumpido, usuarios desatendidos)

Fuente: Análisis Arthur D. Little

4.3.4 Recomendaciones para la mejorar la confiabilidad del Abastecimiento

Las recomendaciones para la mitigación de los riesgos se agrupan en las siguientes categorías conforme se define en el siguiente esquema:

Medidas de Mitigación de Riesgos



Fuente: Análisis Arthur D. Little

Dentro de las medidas preventivas hemos clasificado recomendaciones tendientes a disminuir la probabilidad de ocurrencia de los riesgos de suministro utilizando diferentes mecanismos como política energética, obras de infraestructura, institucionales y de viabilidad Financiera.

De la misma forma hemos identificado medidas de mitigación para hacer frente a los riesgos operacionales priorizados. Las medidas de mitigación son tendientes a reducir el impacto y la probabilidad de ocurrencia de los riesgos operacionales. A continuación se resumen las principales recomendaciones de forma general y para mayor detalle se puede consultar el informe III.

Política Energética

- Esquema único de precios. Avanzar en la consolidación de un esquema único de precios (actual reducción en precios internacionales de energéticos puede ser una oportunidad) creando mecanismos para monitorear posibles abusos de posición dominante por parte de productores
- Promover desarrollo de recursos no convencionales. Se requiere identificar potencial real de estos recursos (existe evidencia de disponibilidad significativa). Para promover la inversión en el desarrollo de estos recursos se requiere la definición de marco específico para no convencionales que cuente con los siguientes elementos:
 - Definición límite con recursos no convencionales

- Coexistencia con recursos minerales
- Plazos específicos para explotación y exploración
- Incentivos fiscales
- Plan de Promoción

Recomendamos la adaptación de los contratos E&P y TEA incluyendo consideraciones específicas para el desarrollo de estos recursos con el fin de agilizar el proceso

Infraestructura

- En el corto y mediano plazo (2010-2013) la única alternativa viable ante retrasos en algunos de los proyectos planeados sería recurrir en forma temporaria a un buque regasificador con el fin de llenar los déficits entre oferta – demanda temporalmente
- Desde el punto de vista logístico y económico la alternativa más favorable en el largo plazo sería la importación desde Venezuela, aunque consideramos improbable que existan excedentes (por encima de lo contratado) antes de 2016 debido al actual avance de los proyectos de exploración y producción en el occidente de este país. No obstante, aunque se den importantes desarrollos en esta región persistirá el riesgo político
- Las alternativas de planta permanente de regasificación o importación de GNC (en caso de estar ya disponible) adoptarían relevancia ante evidencias claras de fracaso exploratorio y de no disponibilidad de gas desde Venezuela
- Por cercanía a infraestructura existente y acceso a fuentes de suministro, consideramos que la costa Atlántica sería la localización preferente para la instalación de infraestructura de importación de gas. La posibilidad de utilizar el gasoducto ballena – barranca para abastecer el interior ayudaría a las economías de dichos proyectos
- Cualquier de las alternativas implicará un incremento en el costo del gas, y la disposición a pagar por parte del sector industrial resultará clave para asegurar la viabilidad de cualquier de estas alternativas (dado su alto peso en el consumo y la existencia de alternativas potencialmente más económicas como el carbón)
- Esta situación refuerza la necesidad de liberación de precios, permitiendo un ajuste más gradual de la matriz energética y conocer la real disposición de los sectores usuarios a pagar un mayor costo por el gas
- Recomendamos que el gobierno adopte un rol facilitador en la definición del marco para el desarrollo de proyectos de infraestructura de importación de gas natural y monitorear la factibilidad de su desarrollo por parte de la industria. Considerando como premisa la conveniencia de una solución descentralizada, es conveniente que el gobierno sienta las bases del mercado eliminando “vacíos regulatorios” existentes entre las cuales se identifican:

- Definición de procedimiento de aprobaciones, roles de distintas autoridades, etc
- Definición de esquema de acceso a infraestructura (consideramos preferente la posibilidad de uso exclusivo del inversor)
- Definición de condiciones de acceso portuario y conexión a infraestructura de transporte existente
- Análisis de conveniencia de un esquema de incentivos fiscales específicos para inversiones de este tipo
- Adicionalmente al rol regulador se debe monitorear la real disposición del sector industrial a utilizar el gas importado. Dado que existe un significativo diferencial de precios entre el gas natural importado y el carbón, se debe sondear en este sector en forma conjunta (por ejemplo, a través de ANDI) la viabilidad de un proyecto de importación.

Institucionales

- Recomendamos flexibilizar integración vertical entre agentes de la cadena en ciertos casos con el fin de promover el mayor desarrollo del sector. En particular recomendamos permitir integración entre transporte y distribución en departamentos o regiones extremos del sistema troncal, o en los casos en que se presente la condición de “gasoducto dedicado” o venta de gas en nodos hub.
- Como propuestas de mejora coordinación gas-electricidad hemos identificado medidas que podrían mejorar la coordinación en el corto y mediano plazo teniendo en cuenta la problemática planteada en el informe III
 - Formalizar rol del comité ad-hoc existente de coordinación
 - En el corto plazo consideramos que se pueden ampliar funciones del CND en seguimiento y coordinación de combustibles con el fin de determinar la disposición de los mismos por parte de los generadores. Así mismo el fortalecimiento de los intercambios de información sobre re-despachos en cuanto a la generación con combustibles líquidos podría tener un efecto positivo en la coordinación. Adicionalmente consideramos que se debe revisar la reglamentación de generación por seguridad con combustibles alterno
 - En el mediano plazo es necesario fortalecer intercambios de información sobre mantenimientos modificando el RUT de forma que se regulen las obligaciones de intercambio de información y los mecanismos de coordinación entre los sectores de gas y electricidad.
- Finalmente en cuanto a los mecanismos de información del sector consideramos que se debe avanzar en la creación de un ente gestor de información respaldando la iniciativa del sector privado, la cual identificamos que esta en un grado de avance mayor al resto de las propuestas analizadas en el capitulo III. Es importante que se

establezcan las facultades sancionatorias de forma que se puedan activar en casos de incumplimientos

Medidas de Mitigación

- Las medidas de mitigación de riesgos operacionales fueron separados en forma acorde con la clasificación utilizada por la AIE: medidas de (aumento transitorio en la) oferta y medidas de (reducción transitoria en la) demanda.
- Como medida de cobertura de la oferta se analizaron las opciones para el almacenamiento de gas natural: peak shaving, almacenamiento subterráneo y empaquetamiento
- De acuerdo con consultas realizadas con el concesionario de las salinas de Zipaquirá y Nemocón, el aprovechamiento de las mismas para utilización como almacenamiento de gas no sería factible.
- Con respecto al marco regulatorio, consideramos que se debe definir un criterio de confiabilidad para el sector regulado que pueda ser contemplado dentro de las inversiones del distribuidor en el marco de la revisión tarifaria (por ejemplo, aquellas inversiones en activos que permitan atender el suministro del mercado regulado de ciudades de más de 1.000.000 de usuarios por un período de 3 días) y se debe regular para efectos del cargo por confiabilidad la opción de respaldo de suministro de gas almacenado como back up para operar durante un tiempo determinado (en función de picos y plazos esperados en eventos críticos).
- Otras medidas para el aumentos transitorio de la oferta son:
 - Flexibilización temporal de las calidades del gas entregado (principalmente en términos de CO₂) puede incrementar transitoriamente los volúmenes a ser inyectados al sistema. Esta medida puede ser utilizada ante paros previstos o imprevistos en las planta de tratamiento de Cusiana.
 - En campos de gas asociado, como el de Cusiana, podría ser posible lograr incrementos transitorios en la producción a partir de cambios en la relación de producción/reinyección. Se recomienda en este sentido realizar un esfuerzo colaborativo con los principales productores para dimensionar el posible incremento alcanzable, y el tiempo durante el cual esto sería posible.
- Consideramos que, con excepciones de casos muy puntuales que deberían ser analizados caso por caso, la alternativa de enmallar el sistema de transporte es poco eficiente desde el punto de vista económico en relación a las otras medidas exploradas.

4.3.5 Lineamientos para el plan de emergencias de Gas Natural

- La mayor parte de los aspectos relacionados al manejo de una crisis en el mercado de gas están abordados en forma adecuada a través del Decreto 880 el cual establece los lineamientos para el manejo de situaciones de escasez de la oferta y determina las prioridades de abastecimiento. No obstante, consideramos que en situaciones más

- extremas la aplicación de los mecanismos establecidos en el Decreto 880 podría ser facilitada a través de un Comité de Crisis
- Los aspectos centrales del Plan de Emergencia que están correctamente abordados en el Decreto 880 son:
 - Existe una clara definición del criterio que acciona las medidas de emergencia
 - Se establece un mecanismo adecuado de notificación por parte de los agentes de este tipo de situaciones
 - Existe un procedimiento de priorización de sectores
 - La priorización de sectores es adecuada, priorizando aspectos de seguridad en primer lugar y aspectos económicos luego
 - No obstante, consideramos que los siguientes aspectos deberían ser fortalecidos en el plan de atención de emergencias:
 - La adopción de medidas más extremas de restricción de demanda pueden ser amortiguadas a través de cierta infraestructura de cobertura como almacenamiento y aire propanado, que debe ser promovida
 - Debe impulsarse una rápida resolución al diseño del protocolo de actuación del CNO-Gas
 - Como se nombro anteriormente se considera conveniente la formalización de un Comité de Crisis en situaciones extremas con liderazgo del Ministerio de Energía que asegure un intercambio de información y accionar coordinado, y permita ajustar o flexibilizar ciertas medidas según sea requerido por la situación particular

4.4 Combustibles Líquidos, GLP y Biocombustibles

4.4.1 Diagnóstico Del Sector

- La capacidad de atención de la demanda con producción doméstica se ve amenazada en los próximos años dadas las siguientes situaciones:
 - Incremento del déficit de destilados medios
 - Retraso en cronograma de proyectos de refinación de mejora de calidad de combustibles y mejora en la conversión de crudos pesados a destilados medios
- Algunos aspectos dificultan el avance de los principales proyectos requeridos para asegurar el suministro (obras de hidrotreamiento, modernización/ampliación del parque refinador)
 - Escalamiento de costos de inversión / ampliación de plazos de ejecución de proyectos

- Crisis financiera internacional
 - Retraso en pagos de subsidios
- El efecto de estos retrasos se complican por limitaciones en la capacidad de importación en especial de GLP, jet y diesel
 - Cambio de rol empresario de Ecopetrol implica un desafío en un contexto de fuerte concentración de la oferta (suministro y transporte) en el mismo agente
 - Alta dependencia de una fuente de suministro (Barrancabermeja abastece ~80% de la demanda) hace la situación de abastecimiento vulnerable ante la ocurrencia de eventos imprevistos
 - Los niveles de inventarios de todos los productos son ajustados
 - La prolongada huelga de cortadores de caña de azúcar demostró que no hay sectores que no sean vulnerables a condiciones de interrupción del suministro

4.4.2 Identificación de riesgos

- Dada la alta concentración de la oferta y la nueva reglamentación en cuanto a la calidad de combustibles nacionales se estableció el que mayor riesgo de suministro en el corto plazo es un retraso en las obras de hidrotatamiento debido a que en caso de presentarse se requerirían importar en el corto plazo diesel de bajo azufre en mayores cantidades a la capacidad disponible actual
- En el mediano plazo los riesgos se concentran en el retraso de la ampliación y actualización del parque refinador, fallas en la infraestructura o el proceso de importación de destilados medios y GLP, y desabastecimiento de materia prima para la producción de biocombustibles
- En el largo plazo se identificó que un bajo éxito exploratorio podría generar falta de crudo nacional para el abastecimiento lo cual requeriría adecuación de infraestructura de importación de petróleo.

Riesgos de Suministro y Operacionales de Combustibles Líquidos

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

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

Fuente: Análisis Arthur D. Little

- Los principales riesgos operacionales se concentran en las refineries. Dado que 80% de la oferta se concentra en la refinería de Barrancabermeja y la refinería de Cartagena no está conectada al sistema de poliductos al interior del país, cualquier parada parcial o parada completa tiene un alto impacto en el abastecimiento nacional
- De análisis de las estadísticas de interrupciones de los poliductos se priorizó el riesgo de interrupción por deslizamiento o por actos malintencionados de terceros
- En cuanto a los biocombustibles dado que la totalidad de la distribución se hace por carrotanque cualquier problema en las carreteras por deslizamientos o problemas con la disponibilidad de carrotanques podría afectar el abastecimiento de este energético

4.4.3 Sistemas de Información

Del análisis de diagnóstico se concluyó lo siguiente con respecto a estos mercados:

- El mercado de combustibles líquidos atraviesa un cambio significativo asociado al nuevo rol empresario de ECOPETROL, lo cual resalta la importancia de fortalecer los mecanismos de intercambio de información entre las empresas y autoridades de aplicación en el sector
- El principal mecanismo sistematizado de intercambio de información (Decreto 4299) presenta algunas brechas en la información requerida y deficiencias importantes en los procesos de recolección y procesamiento de la información recibida
- El sector de biocombustibles, al tratarse aun de un mercado embrionario con presencia de nuevos jugadores sin presencia previa en el mercado de combustibles carece en la actualidad de mecanismos robustos de intercambio de información

- En ninguno de los dos mercados se realiza un monitoreo sistematizado por parte de las autoridades de aplicación de los niveles de inventarios existentes en los distintos eslabones de la cadena
- El SICOM es una herramienta que permitirá contribuir al cierre de varias de las brechas identificadas en ambos sectores, aunque su implementación exitosa presenta desafíos (Ej. aplicación en zonas remotas, utilización efectiva del módulo de declaración de información que sustituiría el proceso de carga de información del Decreto 4299)

En base al análisis de diagnóstico y el diseño de indicadores de confiabilidad desarrollado en el capítulo anterior, surgen algunas recomendaciones, o líneas directrices a seguir para la mejora de los sistemas de gestión de la información:

- Enfocar esfuerzos en la correcta implementación del SICOM
 - De acuerdo a nuestra experiencia, la credibilidad lograda en el corto plazo (inicio) es determinante para el éxito en el funcionamiento de los sistemas de información
 - Por lo tanto, resulta fundamental la implementación efectiva del sistema en los tiempos previstos
 - Para esto, puede ser necesario intensificar en el corto plazo el rol supervisor y ejercer las facultades otorgadas a los efectos de asegurar la remisión en tiempo y forma de la información requerida (incluyendo penalizaciones cuando sea necesario)
- Priorizar el seguimiento sistematizado de inventarios
 - Las mejores prácticas internacionales señalan la conveniencia de realizar seguimientos sistematizados de los niveles de inventarios
 - Se recomienda una frecuencia no mayor al mes, y la desagregación por regiones y distintos segmentos de la cadena
- Para el mercado de biocombustibles, evaluar la conveniencia de un ente coordinador, que centralice información de distintos productores y coordine la relación entre estos y los “agentes tradicionales” del mercado de combustibles (refinerías, plantas de almacenamiento)
- Complementar el rol ejercido actualmente por ECOPETROL en materia de difusión de la información
- Sistematizar las proyecciones de balance de los sectores
 - Incorporar por el lado de la oferta la mayor cantidad posible de información de mercado
 - Formalizar la frecuencia y mecanismos de reporte
- Definir mecanismos de seguimiento de las medidas preventivas para asegurar la confiabilidad de la infraestructura
- Se recomienda el seguimiento a los siguientes indicadores clave de suministro y operacionales:

Indicadores de Confiabilidad Claves para Combustibles Líquidos

	Categorías	#	Combustibles Líquidos	GLP	Biocombustibles
Seguimiento a los Riesgos de Suministro	Disponibilidad física	1	Balances oferta-demanda de productos proyectado nacional y por región	Balances oferta-demanda de productos proyectado nacional y por región	Balances oferta-demanda de productos proyectado nacional y por región
	Viabilidad Financiera	2	Diferenciales de precio por producto vs. marcador	Diferenciales de precio por producto vs. Paridades vs. usos alternativos (petroquímica)	
	Infraestructura	3	% utilización (promedio) actual y futura de transporte (por poliducto)	Capacidad de transporte vs. volumen real transportado	Capacidad de almacenamiento vs. demanda
		4	% utilización (promedio) actual y futura de la los terminales portuarios por producto	Capacidad de almacenamiento vs. demanda	
	Cobertura	5	Inventarios (facilidades de almacenamiento y ductos) por producto	Inventarios vs. demanda principales centros de consumo	Inventarios por producto vs. demanda (principales centros de consumo)
Seguimiento a los Riesgos de operación	Calidad	1	Cumplimiento de las especificaciones de calidad de los productos	Cumplimiento de las especificaciones de calidad de los productos	Número de entregas de productos fuera de especificación en cada eslabón de la cadena
		2	% de producto fuera de especificación		
	Seguridad en la operación	3	Estadísticas de fallas en refinación (frecuencia, duración, impacto) por problemas operacionales	Estadísticas de fallas en producción y transporte	Estadísticas de fallas en producción: frecuencia, duración, impacto
		4	Estadísticas de fallas en transporte (frecuencia, duración, impacto) por problemas operacionales	Estadísticas de fallas en el cumplimiento del plan de entregas	
		5	Cumplimiento de los programas de entregas de productos a los mayoristas		
	Seguridad ante terceros	6	Estadísticas de fallas en Refinerías, transporte y despacho (frecuencia, duración, impacto) por acciones externas	Estadísticas de fallas en producción y transporte: acciones o fenómenos externos	Estadísticas de fallas en producción: frecuencia, duración, impacto
		7	Estadísticas de fallas en Refinerías, transporte y despacho (frecuencia, duración, impacto) por fenómenos externos		

Fuente: Análisis Arthur D. Little

4.4.4 Recomendaciones para la mejorar la confiabilidad del abastecimiento

Siguiendo el mismo esquema desarrollado en Gas Natural, se hizo una clasificación de las recomendaciones en medidas de prevención y medidas de mitigación para los riesgos de suministro y operacionales respectivamente. A continuación se resumen las recomendaciones en cada una de las categorías:

Política Energética

- Avanzar en el desmonte de los subsidios a la gasolina y al diesel. Aunque la gasolina ya alcanzó el precio paridad exportación es necesario mantener la misma política para el diesel y establecer mecanismos para los precios internos reflejen las condiciones de mercado
- Fortalecer opción de sustitución de líquidos por biocombustibles promoviendo la adopción de motores flex-fuel. Consideramos positiva la iniciativa del gobierno de impulsar la producción de vehículos flex-fuel con capacidad de usar hasta E-85 y B100 en el mediano plazo. Esta medida permitiría crear una opción de sustitución energética para el sector de transporte.
- Monitorear la competitividad de los términos fiscales evaluando en forma periódica su competitividad en exploración y producción en comparación con otros países con el fin de mantener el nivel de inversión en actividades de exploración e incremental el nivel de reposición de reservas de hidrocarburos.

Infraestructura

- Se requiere la ampliación de infraestructura de importación en Pozos Colorados debido al aumento requerido en la infraestructura de importación ante la necesidad de importación de diesel por el probable retraso en obra de hidrotreamiento. Teniendo en cuenta Ecopetrol tiene planeada la ampliación del poliducto Pozos Colorados – Galán que es la principal limitación para las importaciones, es necesario que el ministerio de minas monitoree el avance de dicho proyecto.
- A pesar de que existe capacidad de importación en el puerto de Buenaventura se recomienda que Pozos Colorados sea nodo principal de importación por el acceso a fuentes de suministro, infraestructura existente y disponibilidad de espacio.
- Dos situaciones pueden requerir importación de crudo: retrasos en Barrancabermeja (importación de crudos livianos para aligerar la carga) y ausencia de hallazgos exploratorios; consideramos que en caso de que alguno de estos eventos se presente el Ministerio de Minas deberá promover e impulsar inversión en infraestructura de importación (ej. reversión oleoductos)
- Es necesario consolidar un Plan Indicativo de Infraestructura y seguimiento de proyectos clave para orientar y racionalizar el esfuerzo de privados y el Estado. Adicionalmente a través de este plan de indicativo deberá realizar un seguimiento

periódico y sistematizado a proyectos clave tales como: ampliación Pozos Colorados, hidrotreatmento, ampliación Cartagena y modernización Barrancabermeja.

Medidas institucionales

- Con el fin de hacer efectivo el acceso de terceros a la infraestructura de transporte y darle viabilidad a una posible importación de combustibles por parte de privados diferentes a Ecopetrol, consideramos que se debe complementar reglamento de transporte con bases para el uso de los terminales portuarios no incluidos en la propuesta de reglamentación
- Así mismo, dado que en el Manual de Operación de Servicios (MOS) se definirán los requerimientos técnicos de acceso a los poliductos consideramos importante que este documento se exponga a comentarios de la industria para garantizar la imparcialidad y la operatividad frente a todos los agentes del mercado

Medidas de Mitigación

- Una parada parcial o total de la refinería generaría la necesidad de importación de combustibles por lo tanto identificamos dos medidas de mitigación: Infraestructura de importación de cobertura e inventarios de productos
- Consideramos que dadas las bajas necesidades de importación de productos derivados (Gasolinas y Diesel) estimadas en los balances oferta demanda y la actual ampliación del puerto de Pozos Colorados, no se justifica la inversión en ampliación de las facilidades en el puerto de Buenaventura que estarían sin utilizar la mayor parte del año. Consideramos que la ampliación de la capacidad de importación de Pozos Colorados le da suficiente infraestructura de redundancia al país para la importación de combustibles líquidos en un punto de fácil acceso a mercados excedentarios (Costa del Golfo y Venezuela).
- En cuanto a la infraestructura de importación de biocombustibles consideramos que es necesario establecer los mecanismos para apoyar el desarrollo de dicha infraestructura (proyecto que actualmente esta siendo evaluado por ECP) teniendo en cuenta los siguientes criterios:
 - Capacidad de importación mínima equivalente al volumen consumido por la demanda prioritaria
 - Eficiencia en el uso de la infraestructura de distribución nacional
 - Acceso a los mercados excedentarios de biocombustibles
- Es necesario promover la ampliación de la infraestructura de importación de GLP por el puerto de Cartagena porque es equivalente a un (1) solo día de consumo. Actualmente esta en el plan de inversiones de Ecopetrol la ampliación de los tanques de almacenamiento en Cartagena y la construcción de un propanoducto al interior por lo

tanto el Ministerio de Minas deberá hacer seguimiento al desarrollo de dicho proyecto para asegurar su ejecución.

Almacenamiento estratégico

- Del análisis de la experiencia internacional se puede concluir lo siguiente con relación al almacenamiento estratégico:
 - Un factor determinante para definir la necesidad de mantener inventarios estratégicos en un país es el grado de dependencia de importaciones de crudo
 - Sin embargo, en caso de países exportadores con alta concentración de la capacidad de refinación (caso similar de Colombia), se puede considerar conveniente contar con inventarios estratégicos en combustibles líquidos.
 - La ubicación del inventario se da principalmente a través de los agentes de la cadena.
 - La remuneración del inventario se realiza principalmente a través del pago del combustible por parte del consumidor
- Consideramos que los debido a los siguientes factores Colombia debe mantener inventarios estratégicos en combustibles líquidos:
 - Colombia es y continuará siendo durante algunos años excedentaria en crudos
 - Cercanía a grandes centros refinadores mundiales (USGC, Venezuela): Dado que el principal puerto de importación nacional (Pozos Colorados) está localizado en la costa atlántica, en caso de problemas con el abastecimiento de combustibles líquidos, Colombia puede acceder a compra de productos en los mercados de los Estados Unidos, el Caribe o Venezuela.
 - El principal riesgo operacional de desabastecimiento identificado esta en la alta concentración de la capacidad de refinación del país (parada completa de Barrancabermeja), y este riesgo no sería mitigado con inventarios de crudo
- La cantidad de días de inventarios estratégicos está determinada por los tiempos requeridos de reposición de productos desde fuentes alternativas. De esta forma consideramos que el país debería mantener inventarios equivalentes a 20 días de gasolinas y 25 días de diesel en el interior y 9 días en la región norte, incluyendo los inventarios operativos y comerciales, los cuales deberían estar distribuidos así:
 - 9 días en almacenados por los mayoristas conforme a la capacidad de almacenamiento vigente y remunerada

- 5 días inventarios Operativos para los refinadores. El calculo definitivo de los inventarios operativos de refinería y transporte deberán ser definidos por los agentes y verificados por el Ministerio
- El resto asignados por el MME. Consideramos que habrían más ventajas desde el punto de vista de política energética (transparencia en la asignación del margen de seguridad y en la utilización de los inventarios en situaciones de emergencia) en que los días de inventarios adicionales para completar los niveles requeridos por zona fueran asignados y contratados directamente por el MME. Por otro lado la contratación por medio un mecanismo competitivo de los inventarios adicionales permitiría la participación de todos los agentes que posean ventajas de economías de escala para el mantenimiento de los inventarios adicionales
- El análisis de los niveles de inventarios actuales determinó que las zonas con mayor necesidad de aumentar sus inventarios son las zonas sur y oeste debido a los mayores tiempos de abastecimiento desde Pozos Colorados en caso de interrupción de Barrancabermeja y a la poca capacidad de almacenamiento actual
- El Ministerio de Minas deberá garantizar que el margen mayorista y la remuneración de los productores sea suficiente para el mantenimiento de los inventarios propuestos. Para el caso de los inventarios estratégicos en cabeza del Ministerio se podrá crear un margen de seguridad el cual deberá ser pagado por los consumidores a nivel nacional

4.4.5 Lineamientos para el plan de emergencias de Combustibles Líquidos, GLP y Biocombustibles

- En combustibles líquidos, ECOPETROL cuenta con un plan de emergencias ante escasez de productos, el cual debería ser coordinado con el Ministerio de Minas y Energía, particularmente tras los cambios atravesados por el sector. Este plan de Emergencias, cuyo contenido es mantenido bajo confidencialidad no fue revisado durante este estudio
- Desde el punto de vista institucional consideramos que para la atención de emergencias que generen interrupciones en el suministro de combustibles líquidos es necesaria la creación de un Comité de Crisis (ver siguiente gráfico) liderado por el Ministerio de Minas y Energía que contará además con la participación de los actores más relevantes de la industria cuya función principal serian establecer un diagnostico detallado de la crisis y recomendar al Ministerio la adopción de un plan para sortear la crisis y el restablecimiento del servicio.
- Como medidas para incrementar la oferta en situaciones de crisis analizamos las siguientes: importaciones, liberación de inventarios, flexibilización de los requerimientos de calidad y restricción a las exportaciones.

- En cuanto a las importaciones dado que no se justifican las inversiones en Buenaventura como puerto de cobertura consideramos que si se debería establecer una conexión entre la refinería de Cartagena y la red de distribución de poliductos para que en caso de emergencias esta refinería pueda abastecer la demanda del interior. En materia de costos resultar más económico para el país en una emergencia traer producto de Cartagena que del Golfo de México, además de generar beneficios en materia de tiempos de abastecimiento (-5 días)
- En materia de inventarios el país cuenta con producto para cubrir el promedio 14 días de consumo de diesel, 13 días de diesel y 11 de Jet lo cual es insuficiente para enfrentar una parada mayor a 3 días de la refinería de Barrancabermeja. Como se describió anteriormente un inventario de 9 días en la costa norte y 20 días de gasolinas y 25 de diesel serian adecuados para cubrir una emergencia pues permitiría la llegada de producto importado.
- Dado que en la zona centro existe un superávit de inventarios y capacidad de almacenamiento con respecto a los días propuestos, consideramos que dichos inventarios podrían eventualmente alimentar a la zona de Bogotá y la zona este. No obstante, se necesita incrementar la capacidad de almacenamiento en las zonas sur y oeste para cumplir con el requerimiento de inventarios mínimos propuestos de productos específicamente en las plantas mayoristas de Cartago, Yumbo y Gualanday donde hay espacio disponible.
- Se debe asegurar el monitoreo de inventarios con frecuencia (al menos) mensual para asegurar el efectivo funcionamiento de estas medidas, por lo cual resulta imprescindible una rápida y efectiva implementación del SICOM. La información debe ser desagregada por segmento de la cadena y por región y el monitoreo a través del envío de información debe ser complementado con inspecciones físicas
- La priorización del mercado doméstico a través de restricciones a las exportaciones debe ser considerada en situaciones críticas, para lo cual será necesario introducir esta posibilidad en la regulación. Esta medida sería efectiva únicamente para incrementar la disponibilidad local de gasolinas (menos de 10KBD) y fuel oil, en que Colombia mantiene una posición excedentaria (en destilados medios el impacto es nulo, ya que son productos deficitarios)
- Por el lado de la demanda, se identifican dos grupos de medidas con potencial de lograr reducciones en la misma: restricciones al consumo y sustitución de combustibles.
- Las posibilidades de sustitución de combustibles líquidos en Colombia por otros energéticos alternativos son limitadas. En el sector transporte (por lejos el principal sector usuario) las posibilidades de sustitución por biocombustibles y/o gas natural son muy bajas.

- Consideramos que los servicios esenciales, el transporte masivo y el de carga deberían ser los sectores con prioridad de consumo en condiciones de escasez. Esta priorización de los sectores obedece a criterios de costos económicos y sociales y deben ser establecidas y comunicadas antes de la crisis. Consideramos que el primer sector a racionar en una emergencia debe ser el transporte privado debido a que este es el mayor consumidor de gasolinas y sería susceptible de utilizar el transporte público, en caso de que la emergencia se prolongue y no se cuente con producto importado (poco probable si se cuenta con suficiente capacidad de importación) se deberá iniciar la restricción de los demás sectores tratando de mantener el abastecimiento a los servicios esenciales y al transporte de pasajeros.
- El impacto de las medidas de moderación de demanda únicamente sería significativo para las gasolinas, mientras que en diesel el impacto sobre la demanda total sería muy limitado debido a que cerca del 90% de la demanda es concentrada en transporte público y de carga.

GLP

- Consideramos que como mínimo las regiones del interior deberían contar alrededor de 10 días de inventarios para tener la opción de mantener el suministro ante una parada de Barrancabermeja con fuertes de abastecimiento alternas.
- La responsabilidad sobre el nivel de inventarios diferente al de la cadena minorista estaría en cabeza del comercializador mayorista quien lo contrataría con un almacenador. Consecuentemente, se propondría que en los contratos en firme a ser suscritos entre el comercializador mayorista y el distribuidor se incluya una cláusula en la cual se explicita que el primero debe asegurar la continuidad del suministro aún en casos de fallas en la producción nacional de GLP, de importación y/o transporte, hasta por el término de los días que finalmente se determinen.
- En cuanto a la priorización de la demanda de GLP cuando de presente una disrupción prolongada de la oferta consideramos que se deben establecer mecanismos para la priorización efectiva de la demanda. Dado que los grandes consumidores de GLP son el sector residencial y la industria petroquímica, consideramos que en caso de emergencia se le debe dar prioridad a los consumidores residenciales frente a los industriales debido a su baja capacidad de sustitución y los altos costos sociales que puede generar la interrupción del suministro.

5 Bibliografía

- Dirección para la Prevención y Atención de Desastres (PDAD), Guía de actuación en caso de una desastre súbito de cobertura nacional, 2006.
- Dirección para la Prevención y Atención de Desastres (PDAD), Plan de Emergencia del Sector de Servicios Públicos, 2006.
- Ecopetrol S.A, Vicepresidencia de Suministro y Mercado. Política de Venta de Producto Escaso.
- Ministerio de Minas y Energía. Precios de Combustibles Agosto de 2008. www.miminas.gov.co
- Ministerio de Minas y Energía. Resolución 180088 del 2003 Por la cual se reglamentan las Tarifas máximas por Poliductos
- Ministerio de Minas y Energía, Decreto 880/2007
- Ley 46 de 1998
- Ley 0919 de 1989
- ECOPETROL: entrevistas e información sobre inventarios
- UPME. Balance Energético 2007
- International Energy Agency, Oil Supply Security, 2007
- International Energy Agency, Saving Oil in a Hurry, 2005
- International Energy Agency, Response Systema for Oil Supply Emergencies, 2004
- International Energy Agency, Natural Gas Market Review (2007)
- Spain: Law 34-1998, of October 7, from the hydrocarbons sector, BOE 08-10-1998, several times amended, being the most recent amendment Law 12/2007, of July 02, BOE 03-07-2007.