DE LA ROSA
& GARCÍA
ABOGADOS

Bogotá, D.C., 29 de diciembre de 2008

Señores
FONDO FINANCIERO DE PROYECTOS DE DESARROLLO - FONADE
Atte./ Mario Serna
Calle 26 No. 13-19
Ciudad

Referencia: Contrato No. 2080541
FONADE – ARTHUR D. LITTLE
Entrega de Documento Entrega

Estimado Dr. Serna:

Como apoderado de ARTHUR D. LITTLE. Inc., por medio de la presente hacemos entrega de:

1. Documento Entregable IV: Plan Nacional de Seguridad en el Suministro.

Por favor no dude en contactarnos en caso de tener alguna duda o comentario en relación con la información entregada mediante la presente.

Cordialmente.

DE LA ROSA & GARCÍA ABOGADOS

Cristina Moure Vieco

Anexo: lo anunciado -

Arthur D Little

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 9

3.1 EXPERIENCIAS INTERNACIONALES 11
3.2 ANTECEDENTES Y ENFOQUE INSTITUCIONAL PARA MANEJO DE EMERGENCIAS EN COLOMBIA . 16
3.3 GAS NATURAL 18
3.3.1 CRITERIOS PARA LA ACTIVACIÓN DEL PLAN DE EMERGENCIAS 19
3.3.2 COMITÉ DE CRISIS 19
3.3.3 DISEÑO DE LOS MECANISMOS DE ACCIÓN FRENTE A LA CRISIS 21
3.4 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS, GLP Y BIOCOMBUSTIBLES 25
3.4.1 PLANES DE EMERGENCIA EXISTENTES 25
3.4.2 PLAN DE EMERGENCIA ANTE FALLAS EN EL ABASTECIMIENTO 26
3.4.3 CRITERIOS PARA LA ACTIVACIÓN DEL PLAN DE EMERGENCIAS 28
3.4.4 DISEÑO DE LOS MECANISMOS DE ACCIÓN FRENTE A LA CRISIS 30
3.4.4.1 COMBUSTIBLES LÍQUIDOS 30
3.4.4.2 GLP 45
3.4.4.3 BIOCOMBUSTIBLES 48
3.4.5 COMITÉ DE CRISIS 49
3.4.6 PROCESO PARA LA ATENCIÓN DE LAS SITUACIONES DE EMERGENCIA 51

4 BIBLIOGRAFÍA 54

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.

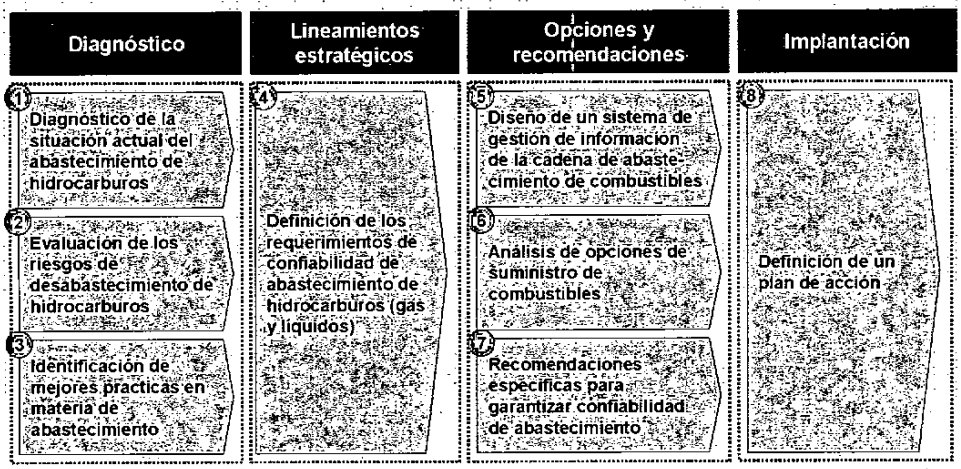
Este estudio es coordinado por la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía (MME) y es supervisado por un Comité Técnico integrado adicionalmente por la Dirección de Gas del Ministerio, la Comisión de Regulación de Gas y Electricidad (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (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 relevamiento 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 y activar acciones específicas en materia regulatoria o planes de emergencia, los segundos definen estándares de funcionamiento deseado para las cadenas, ya sea a través de la identificación de insuficiencias actuales o previstas en la infraestructura o mediante la definición de criterios operacionales requeridos a los actores presentes en las mismas.

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

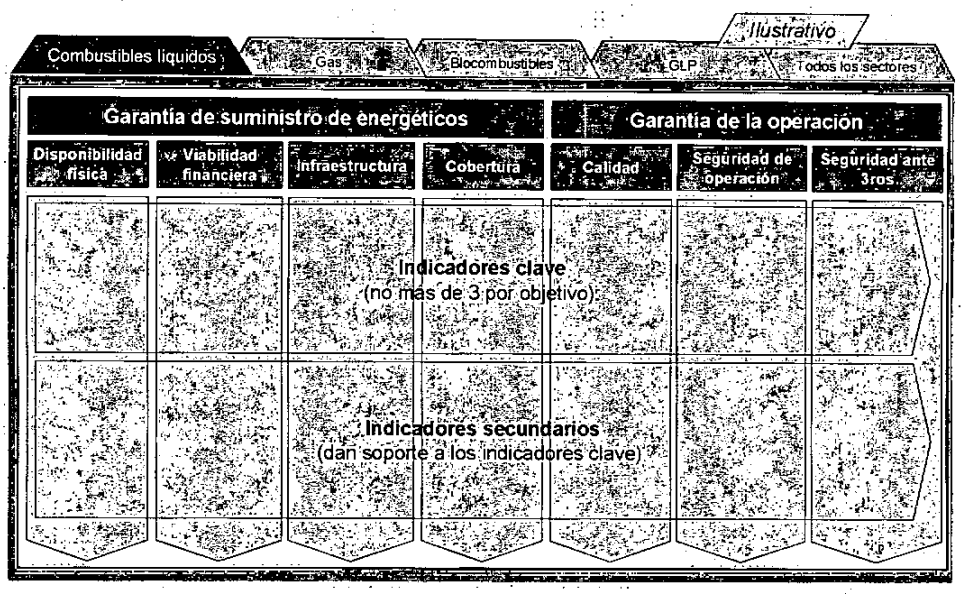
Indicadores y criterios de confiabilidad – Descripción de objetivos

	Objetivo	
Indicadores	Identificar y evaluar riesgos de desabastecimiento	■ 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	■ 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	■ 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	■ 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 que hacen a la garantía del suministro de energéticos y aquellos relacionados a la garantía de la operación de la infraestructura existente. Como se describió en dicho reporte, el sistema de indicadores selecciona unos pocos considerados clave por objetivo, complementados por un mayor número de indicadores de soporte. 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	Criterio	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	Dispara medidas de priorización de demanda (Decreto 880)
Combustibles líquidos	Duración de una interrupción en la producción ≥ 3 días, o Reducción de inventarios nacionales del 20%	Plan de Emergencia Líquidos (Nivel 1) (*)
	Duración de una interrupción en la producción ≥ 7 días, o Reducción de inventarios nacionales del 50%	Plan de Emergencia Líquidos (Nivel 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.

Sector	Criterio	Acción
Gas Natural	Suministro disponible para atención de 100% de los sistemas de compresión + usuarios residenciales Suministro disponible para respaldo de los contratos en firme	Identificación, desarrollo y mantenimiento de fuentes de abastecimiento
	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 ≥ 9 días (Costa) ≥ 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 substitución
	Frecuencia de fallas operacionales en 1re cuartil de desempeño entre activos comparables	Estándares operacionales

Criterios de confiabilidad

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 sistema
- Frecuencias de fallas operacionales en el primer cuartil entre activos comparables

Algunos criterios de confiabilidad definidos tienen implicancias directas en términos de infraestructuras requeridas 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 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

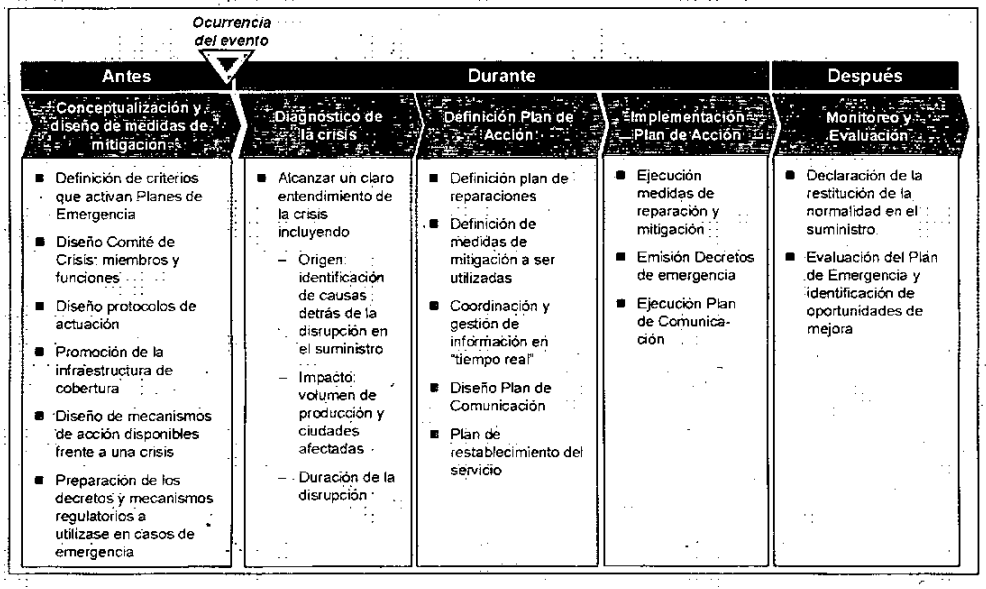
3. Lineamientos para un Plan de Emergencias

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 disparadores 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

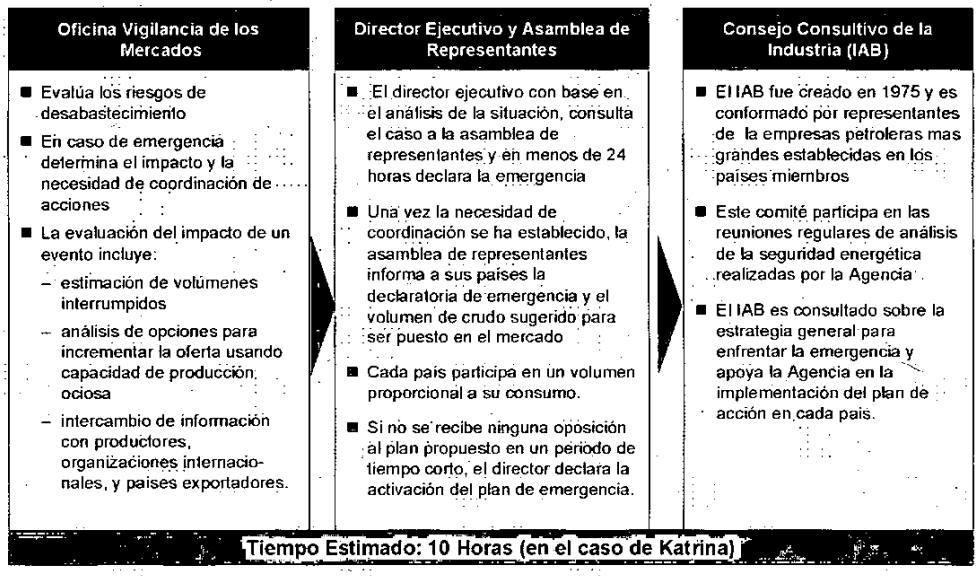
Con el objetivo de extraer algunas conclusiones para el caso particular de Colombia, se analizaron los mecanismos existentes a nivel internacional para el manejo de situaciones de crisis de abastecimiento energético.

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.

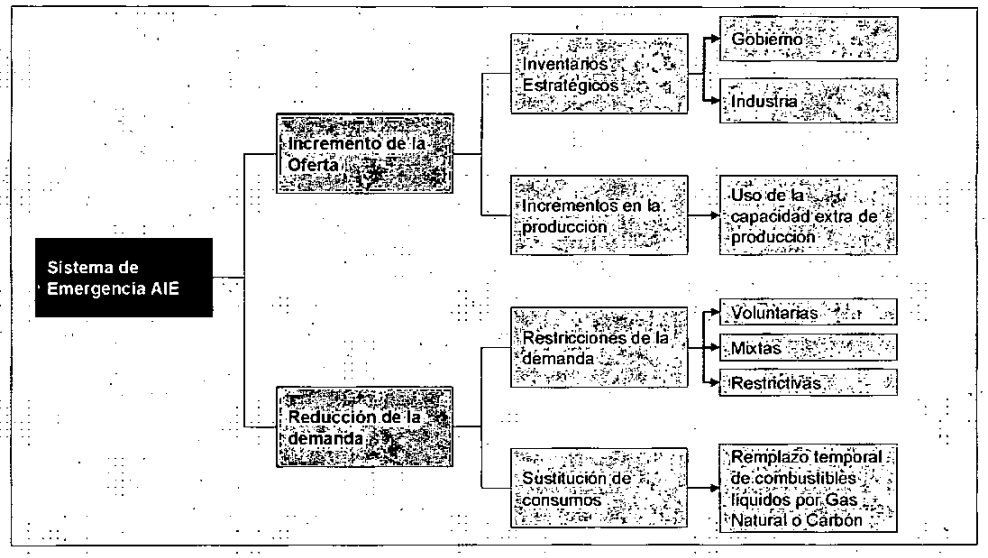


Instancias para la identificación y declaración de emergencias

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.

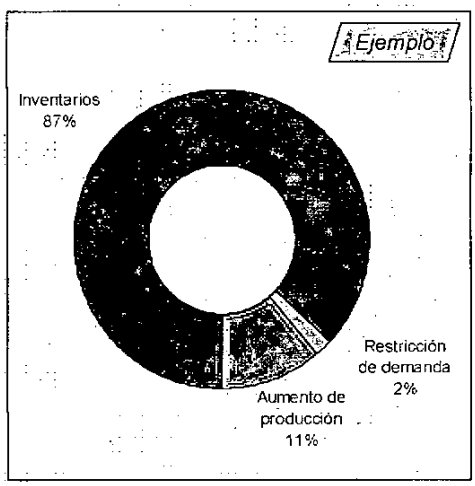


Medidas de acción ante situaciones de emergencia – Visión AIE

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 coordinad ante el huracán Katrina (año 2005)



Fuente: AIE

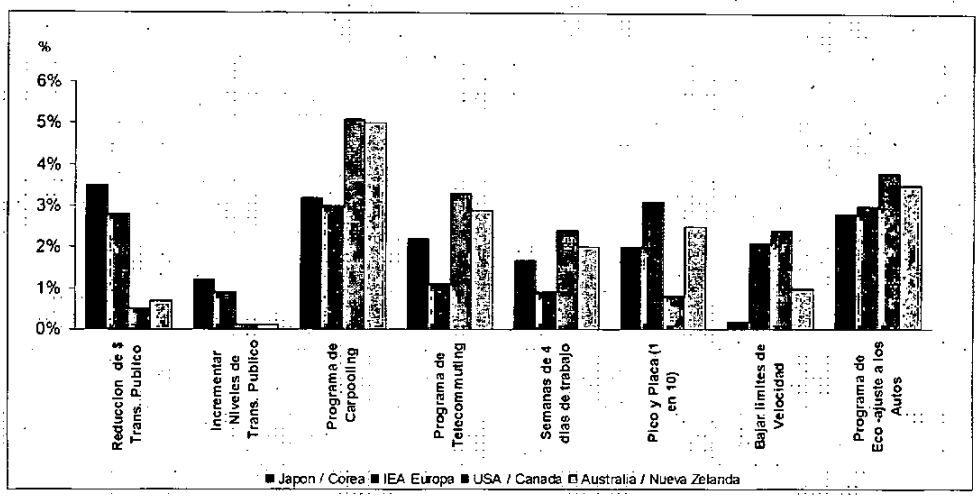
La AIE reconoce la limitada capacidad de las medidas de demanda (y su elevado costo político y económico), requiriendo a sus países miembros contar con medidas que le permitan hasta un 10% de reducción. Un análisis realizado por la agencia sobre este tema le permitió concluir que las medidas (voluntarias 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 sub-utilizada la mayor parte del tiempo.

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 desarrollados 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

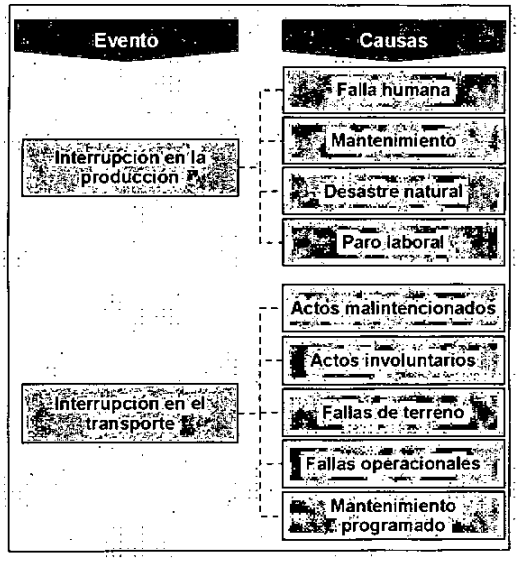
Por las características intrínsecas del mercado, cualquier evento operacional con impacto en la producción y/o el transporte de gas tiene alta probabilidad de provocar desabastecimiento en algún nodo de demanda.

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.

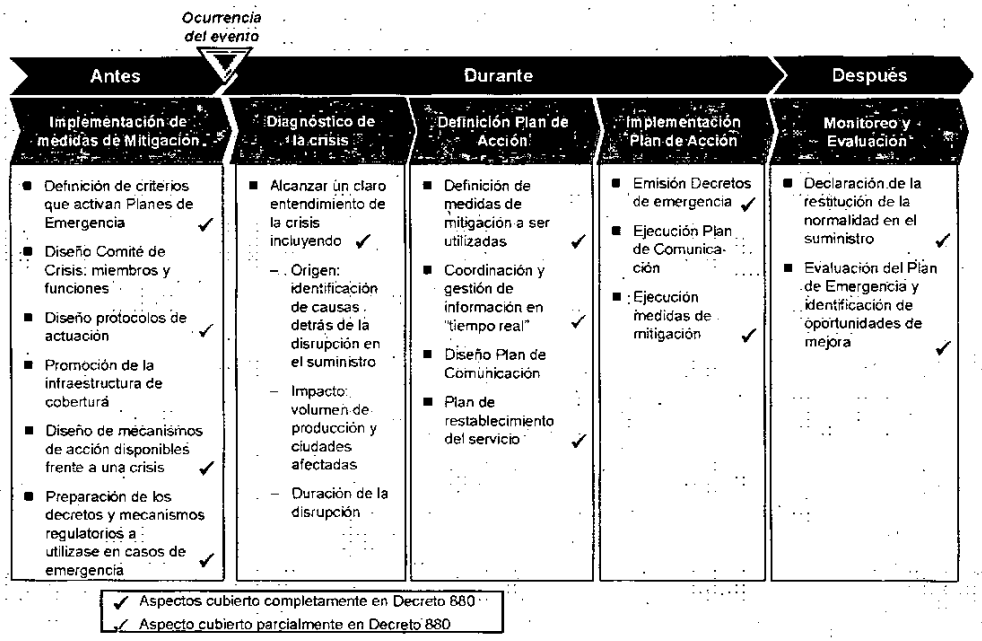
Eventos con potencial de generar situaciones de emergencia en el mercado de gas



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

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

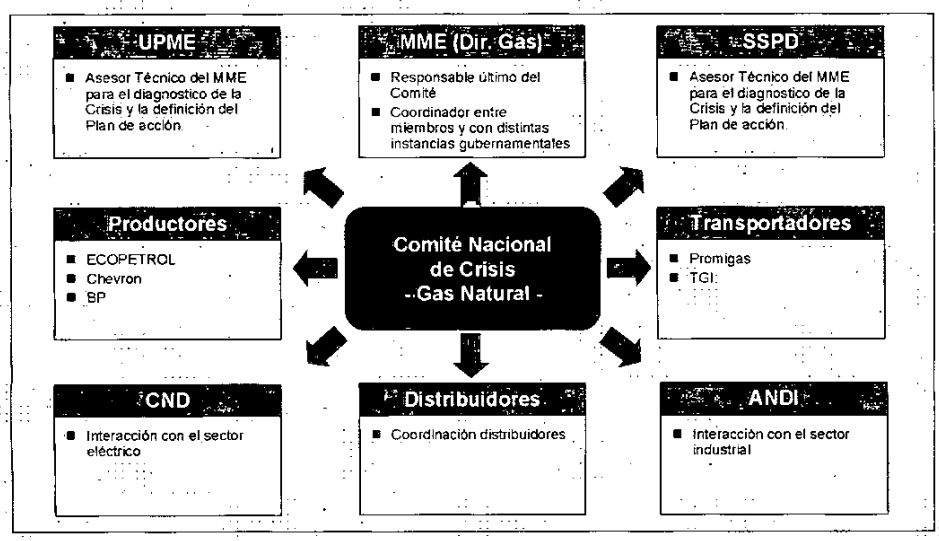
Adicionalmente el Decreto establece que, en situaciones de emergencia, los agentes están obligados a enviar la siguiente información.

- 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

En base al 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

Consideramos que el liderazgo del Comité debería recaer en el Ministerio de Minas y Energía, 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 9º 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 claros mecanismos de acción frente a la ocurrencia de eventos de este tipo.

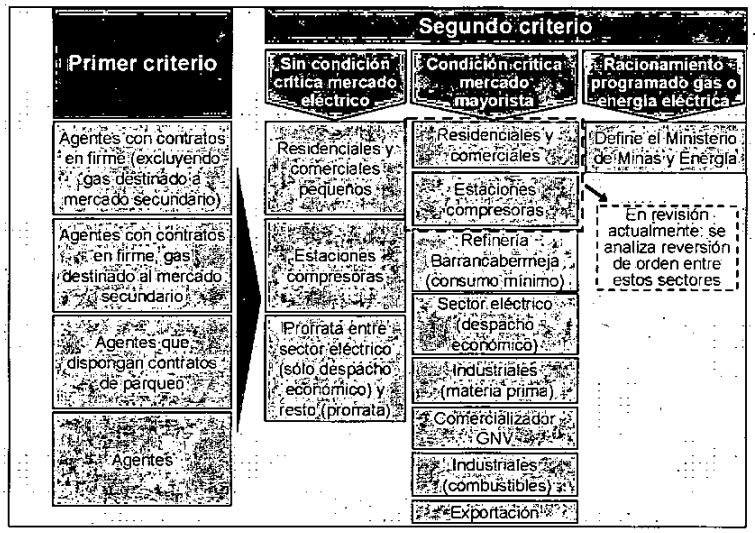
- Reducción de demanda/Priorización de sectores:

El primero y principal 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 los agentes 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[1].

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.

[1] Es importante mencionar que el orden de prioridad entre sectores residenciales y comerciales pequeños y estaciones compresoras se encuentra en revisión, y podría ser revertido

Alternativamente, podría plantearse un esquema que promueva activamente bajo estas circunstancias un incremento transitorio en la producción. Por ejemplo, en los contratos E&P de la ANH, un incentivo para acelerar la producción de gas en campos de gas asociado a petróleo podría estar dado por una reducción transitoria en los derechos económicos que percibe la agencia. 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 suministro

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)

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 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 al estilo del 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 así: 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 en la demanda 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
- 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

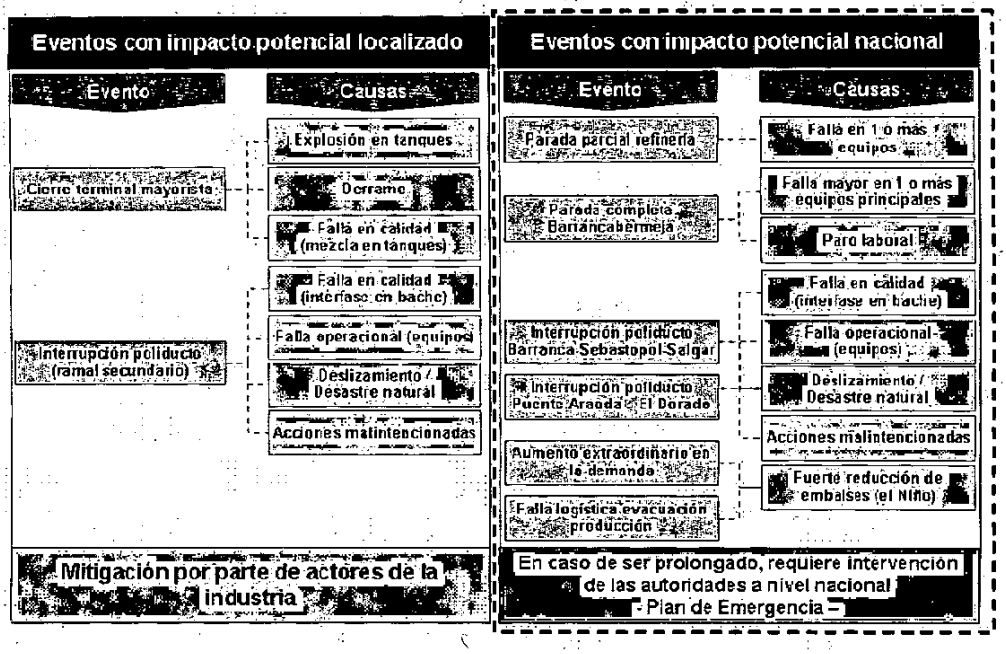
Además del plan de Ecopetrol para el manejo de escasez de productos, el MME cuenta con un plan de emergencia para la atención de derrames de hidrocarburos y derivados (reglamentado en el decreto 321 de 1999). Este plan se encuentra aprobado por el Comité Nacional para la Atención y Prevención de Desastres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

Resumen eventos de desabastecimiento con impacto potencial nacional



Fuente: Análisis Arthur D. Little

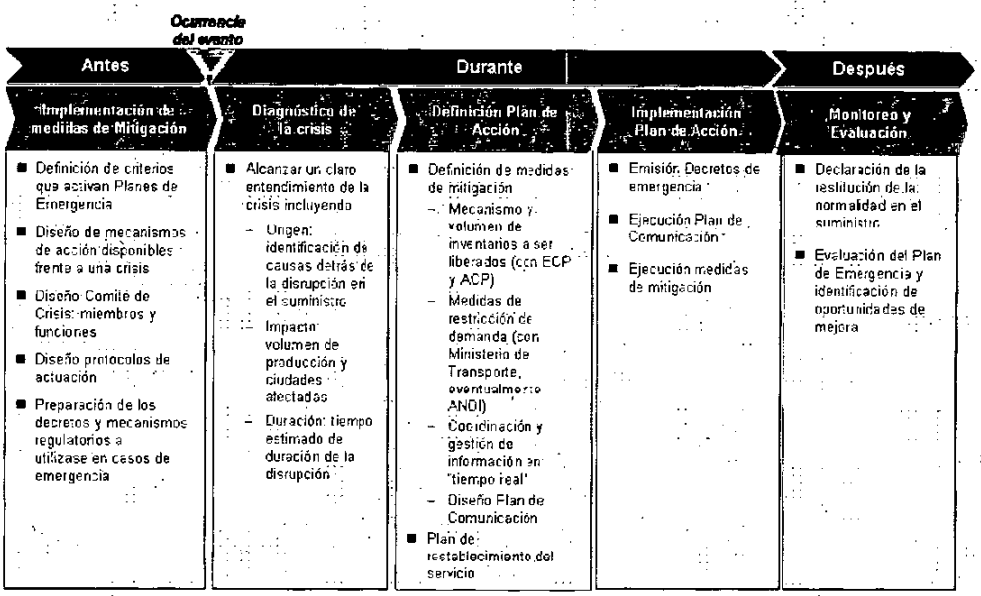
Es importante mencionar que existen eventos de impacto local o regional como la interrupción de ramales secundarios de los poliductos o problemas en una planta mayorista los cuales consideramos seria de impacto localizado y no generarían la puesta en marcha del plan de emergencias nacional.

El plan de emergencias que a continuación se desarrolla, al igual que para gas natural, esta 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 especifica
- 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 activarse dispararían 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 especifico 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 día 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 refinerías

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 kbls/d conforme a su capacidad actual. Gracias a las inversiones que Ecopetrol esta realizando en la ampliación del poliducto Pozos Colorados – Barrancabermeja consideramos que el puerto de pozos colorados contaría 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, similar a lo que ocurre en Colombia. Por lo tanto, si se tiene en cuenta 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 consideraciones políticas y de calidad de combustibles producidos podrían representar limitaciones, disponiéndose alternativamente la Costa del Golfo y refinerías del Caribe como 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).

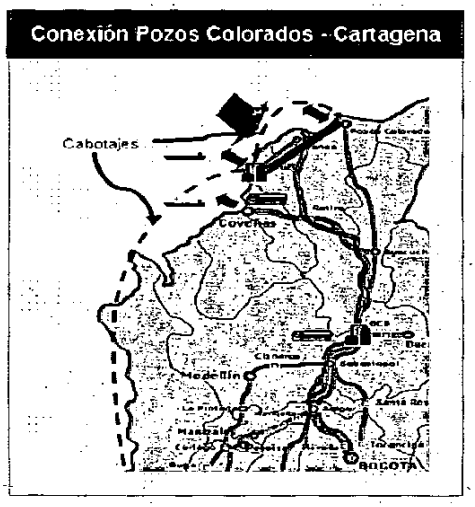
En materia de acuerdos comerciales, no existen en este mercado contratos de opción de suministro ante situaciones de emergencia, por lo que Colombia para obtener buques de gasolina o destilados medios que le permitan atender las situaciones extremas, deberá recurrir a licitaciones (60% de las operaciones públicas) o al mercado spot (40%

restante) lo cual le 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 seria importante comunicar a través de un poliducto la refinería de Cartagena 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.

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 liquido transportado por poliducto a nivel nacional.

En resumen, consideramos que la inversión en un ducto de 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 en base al balance oferta-demanda calculado trimestralmente por el MME. Bajo condiciones de emergencia recomendamos prever un mecanismo de licitación expeditivo 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 criticas) y en segundo lugar, el menor precio, hasta completar las cantidades requeridas.

- Almacenamiento:

La información sobre los niveles de inventarios de producto y la capacidad de almacenamiento en días y por región fue suministrada en su totalidad por Ecopetrol. Como se puede observar en el siguiente grafico, en promedio, los inventarios reales se ubicaron en 2008 por debajo de los 15 días de consumo nacional siendo las gasolinas el producto con más alto stock (14 días) seguido de Diesel (13 días) y Jet (11 días). Haciendo un análisis regional, tanto en capacidad como en niveles de inventarios mantenidos en promedio, la Costa (región Norte) presenta una situación aceptable. 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 mas grande (Pozos Colorados) consideramos que los niveles de inventarios promedio del 2008 son adecuados para enfrentar una eventual emergencia.

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 10 días, mientras que en gasolinas son 14 días. Al realizar el análisis por regiones en el interior se observa que la región central presenta capacidad e 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 43.

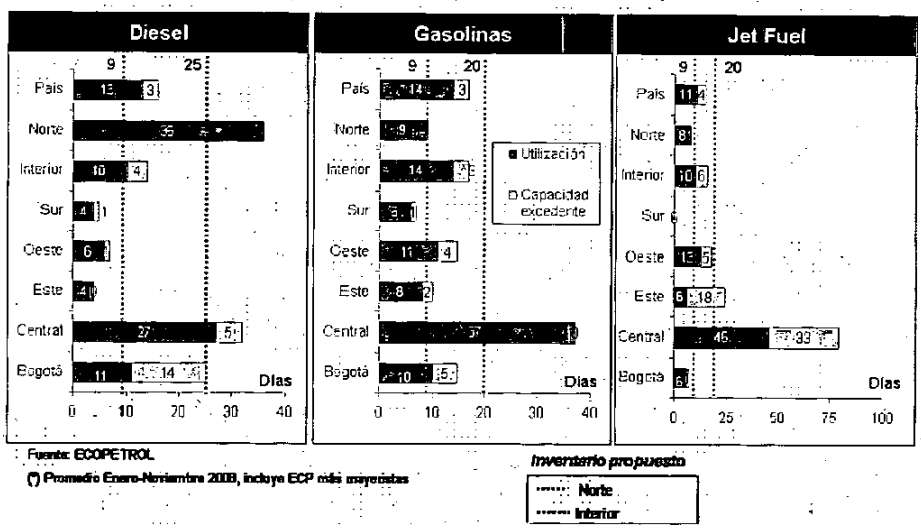
Parte de los inventarios excedentarios de la zona central son utilizados para abastecer las regiones Este y Bogotá. En general estas dos regiones presentan inventarios por debajo de los 10 días para todos los productos, pero teniendo en cuenta que los tiempos de transporte son 2 días para abastecer la zona Este y 1-1,5 días para Bogotá desde Barranca y Sebastopol, consideramos que estas zonas pueden estas cubiertas por los stocks ubicados en la zona central.

Las regiones más vulnerables son Sur y Oeste tanto en gasolinas como en diesel, debido 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 esta aproximadamente 7 a días de abastecimiento desde Barrancabermeja y 25 días desde el puerto de importación y la región sur esta 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 inversiones prioritarias en materia de capacidad de almacenamiento e inventarios de diesel y gasolinas deben concentrarse en las regiones sur y oeste teniendo en cuenta los lineamientos que se detallan a continuación.

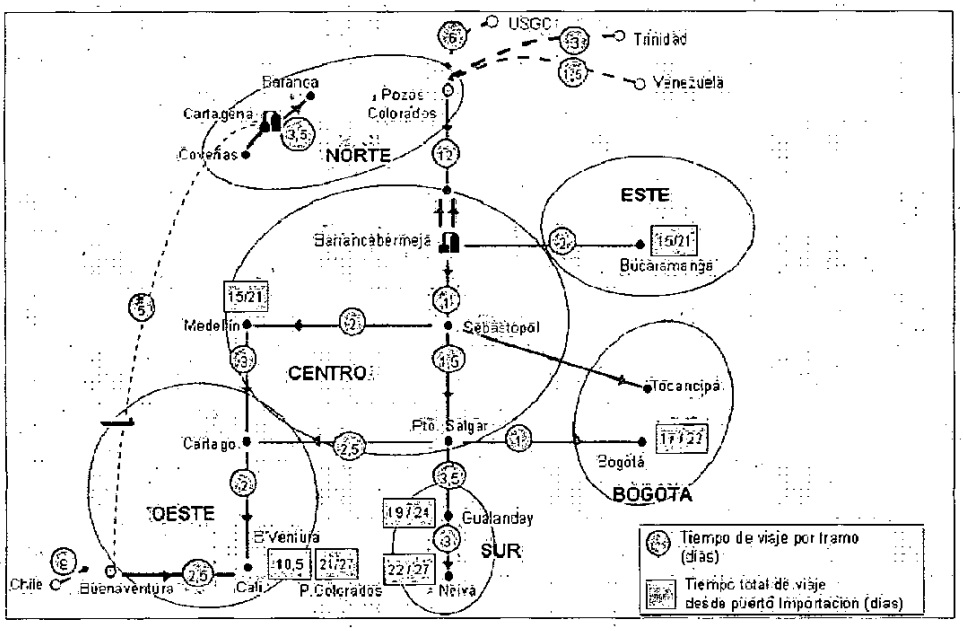
Inventarios y Capacidad de Almacenamiento de Combustibles Líquidos por Región (Días)



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

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 desembarcadero. 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 mas 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

- **Interior (Zona Central, Bogota, 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 serian distribuidos en la cadena de suministro entre refinadores, transportadores y almacenadores.

  Dado que los refinadores y transportadores mantienen inventarios operativos, el Ministerio de Minas deberá determinar los necesidades adicionales de inventarios estratégicos por zonas para cumplir con los días propuestos de inventarios de producto y a través de un mecanismo competitivo para 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 para los mayoristas el requerimiento 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 almacenadotes como tal.

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 c inventarios actuales como se describe a continuación:

- Requerimientos en Capacidad de almacenamiento

Dado que las regiones más vulnerables identificadas son la región sur y oeste consideramos que es necesario ampliar la capacidad de almacenamiento en estas regiones teniendo en cuenta los siguientes lineamientos:

En la región Sur actualmente existe capacidad de almacenamiento de 5 días para diesel y de 7 días para gasolinas, por lo tanto recomendamos incrementar la capacidad de almacenamiento en 20 días para diesel y 13 días para gasolinas equivalentes a 290 kbls y 200 kbls respectivamente. Conforme a la información recibida por parte de Ecopetrol

las adiciones de nuevos tanques podrían ser ubicadas en la estación de Gualaday donde habría disponibilidad de espacio para construir nuevos tanques.

La región oeste actualmente cuenta con capacidad de almacenamiento equivalente a 7 días de consumo de diesel y 15 días de gasolinas por lo tanto las inversiones adicionales requerían el incremento en 18 días para diesel (150 kbls) y 5 días para gasolinas (30 kbls). La ubicación de los tanques adicionales podría ser en las estaciones de Cartago o Yumbo dada la disponibilidad de espacio.

Requerimientos en Capacidad de Almacenamiento

Requerimientos capacidad adicional de almacenamiento (días)			
	Diesel	Gasolinas	Jet
Norte	-	-	-
Sur	20 (290 kbls)	13 (200 kbls)	-
Oeste	18 (150 kbls)	5 (30 kbls)	-
Este	-	-	-
Central	-	-	4 (220 kbls)
Bogotá	-	-	
Inversión Est. (MM USD)	21	11	0.5

Fuente: Análisis Arthur D. Little

En términos de la remuneración de las inversiones, dado que a partir del Decreto 4299 del 2005 se estableció el requerimiento de disponibilidad de capacidad de 9 días para mayoristas, las inversiones en tanques para cumplir con los 9 días de inventarios efectivos no requerirían de una nueva disposición.

Consideramos que las inversiones adicionales identificadas deben ser realizadas por un agente privado o almacenador contratado por el MME, utilizando el mecanismo descrito anteriormente en la formalización de requerimientos para la región interior. La remuneración del servicio de almacenamiento (las inversiones en tanques y gastos de administración, operación y mantenimiento) deberá ser reconocida a dicho almacenador a través del pago de una tarifa de almacenamiento fijada como resultado del mecanismo competitivo establecido por el MME. Al hacer un calculo preliminar de la inversión por galón para la construcción de los tanques adicionales, tomamos como supuesto un parámetros de inversión de 300 USD/m3 de tanques y estimamos que la inversión total es equivalente a 2 centavos de dólar por galón de diesel y 1 centavo de dólar por galón de gasolina.

– 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 seria equivalente a 4 días en todas las regiones y todos los productos.

Los inventarios adicionales que no serian 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

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.

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	-	-	

(*) Se asume que los mayoristas cuentan en promedio con 5 días de inventarios en base a entrevistas realizadas; será necesario precisar esta 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 costos 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 seria 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 seria menor al 1% debido a que el incremento seria 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 SICOM.

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.

- 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 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 combustibles 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, el impacto de estas restricción en destilados medios como diesel o jet fuel, es nulo, ya que son productos deficitarios

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 I y Nivel 2 propuestos anteriormente

- Flexibilización de las restricciones de calidad:

Como ultima medida 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; más allá de su impacto ambiental negativo, gran parte de los automóviles e instalaciones industriales pueden utilizar, al menos mientras se supera la emergencia, combustibles con mayor nivel de azufre.

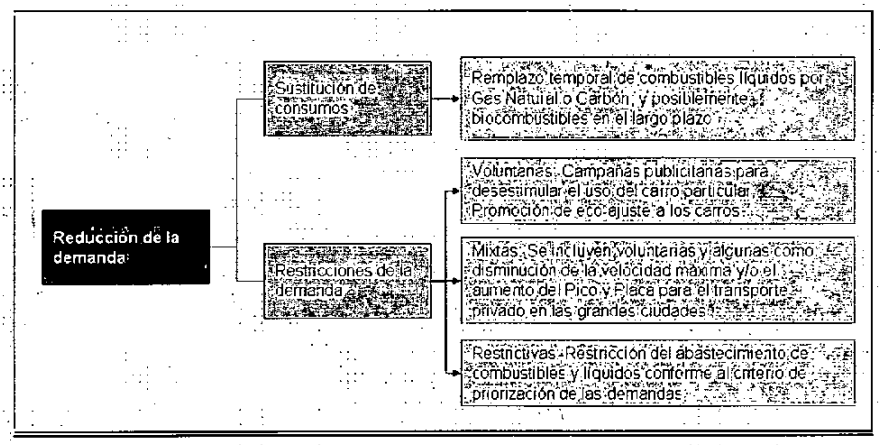
Estas medidas serían particularmente efectivas en caso de producirse retrasos en las obras de hidrotratamiento en Barrancabermeja y en las inversiones en aumento de capacidad de importación. Es importante anotar que si no se cuenta con capacidad de hidrotratamiento en el 2010, Ecopetrol deberá importar 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.

En gasolinas en eventualmente se podría flexibilizar los requerimientos de octanaje para incrementar la oferta, sin embargo el impacto de esta medida dependerá de la combinación de la dieta de combustibles en la refinería por lo que se requiere trabajar con Ecopetrol para conocer cual seria 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 refinerías 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



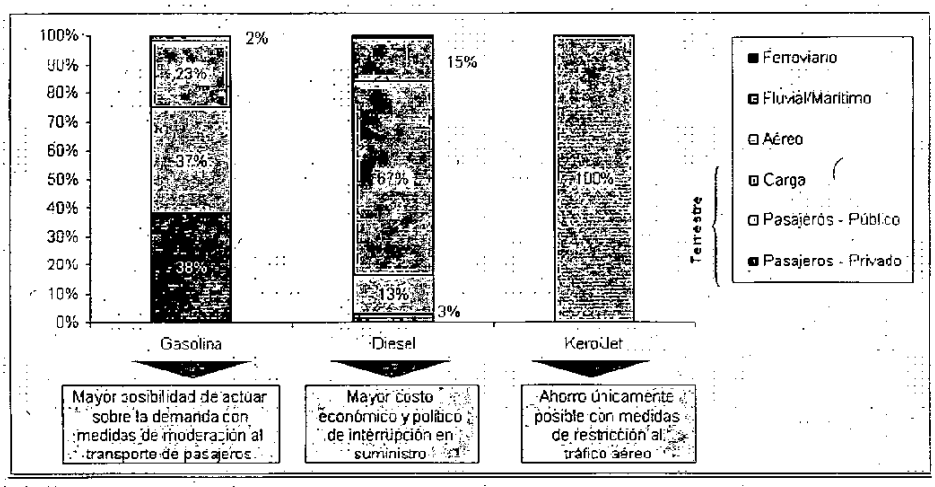
Fuente: Análisis Arthur D. Little

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 publico. 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 san muy 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 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, optimo nivel de aire en las llantas, reducción del peso de los vehículos y algunos otras medidas que reducen el consumo de combustible por Km. de transporte. 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 (Bogota) están familiarizados con la forma en que opera el pico y placa y pueden fácilmente atender estas medidas.

  Para que esta medida sea efectiva es necesario que se cuente con el apoyo de la policía nacional quienes serian 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 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.

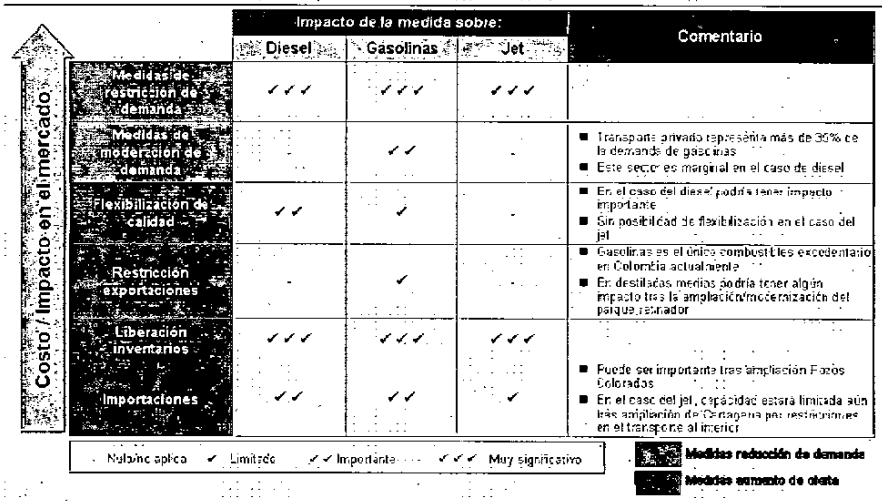
Resumen medidas de restricción de la demanda

	Voluntarias	Mixtas	Restrictivas
Aspectos Claves de la Implementación	■ Definición de los mecanismos para realizar las campañas publicitarias ■ Cálculo del impacto de estas medidas en la disminución de demanda total.	■ Coordinación y consenso con las alcaldías locales, previa a la emergencia, sobre las restricciones a implantar ■ Amplia difusión en los medios de comunicación	■ 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	■ Ministerio de Minas y Energía y Comité de Crisis	■ Ministerio de Minas y Energía y Ministerio de Transporte alcaldías locales de las principales ciudades del país	■ Ministerio de Minas y Energía, Autoridades Departamentales y Municipales ■ Fuerzas policiales, Ministerio de Defensa Y
Costo y tiempo requerido para la implementación	■ 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	■ Costo Medio ■ Conforme a la experiencia de la EIA se requieren al menos cuatro semanas en planeación y publicación de las medidas adoptadas	■ 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 esta es una de las principales razones por las que recomendamos inventarios estratégicos mayores para diesel.

Resumen medidas de restricción de la demanda



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, la refinería de Barranca 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 kbld, 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 kbls y tiene planeado construir un propanoducto desde Barrancabermeja hasta Cartagena con capacidad de entre 10 – 15 kbld. 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:

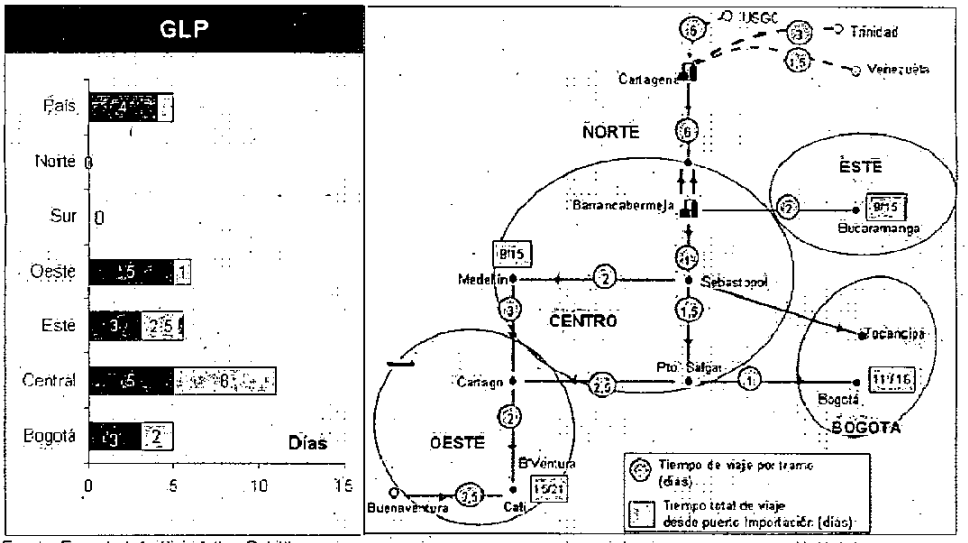
En cuanto a la nueva regulación en materia de almacenamiento de GLP, La CREG colocó en cabeza del comercializador mayorista la responsabilidad de gestionar y contratar el almacenamiento necesario para garantizar la confiabilidad del suministro. Esa confiabilidad se considera respaldada a través de la 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, Bogota y la zona Oeste son los mayores consumidores del país con 5.7 kbld y 6.5 kbld respectivamente. Bogota que se encuentra a 3 días de Barrancabermeja eventualmente podría contar con el respaldo de los inventarios de la zona central. No obstante, la zona Oeste que esta a 7 días de la refinería, cuenta con inventarios insuficientes para enfrentar una emergencia mayor en el suministro.



Fuente: Ecopetrol. Análisis Arthur D. Little

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

Si consideramos que ese almacenamiento estratégico debe ser del orden, por ejemplo, de 7 días excluyendo los inventarios no cuantificados en plantas de envase, depósitos de cilindros o centros de acopio, expendios de cilindros y puntos de venta, la responsabilidad sobre el nivel de inventarios diferente al de la cadena minorista estaría en cabeza del comercializador mayorista quien lo contrataría con un almacenador. Consecuentemente, se propondría que en los contratos en firme a ser suscritos entre el comercializador mayorista y el distribuidor se incluya una cláusula en la cual se explicite 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 términos 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 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.

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.
- Retrazo 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 presento 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 por 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

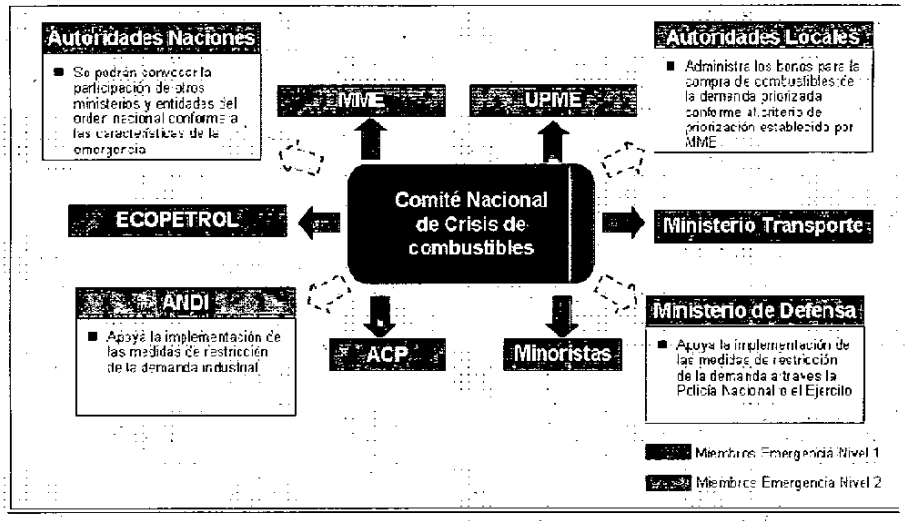
Recomendamos la creación de un Comité de Crisis encargado de evaluar las emergencias y definir los mecanismos de acción para superarlos. Cada situación de emergencia de desabastecimiento que se presente requiere definir un plan de acción y de restablecimiento del servicio específico por lo tanto es necesario 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 sería 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 disrupción en el suministro
  - Impacto: volumen de producción y ciudades afectadas
  - Duración: tiempo estimado de duración de la disrupción
- Asesorar al Ministro de Minas para la declaración del estado de emergencia: Una vez se tiene un diagnostico consolidado de la situación el comité de crisis le presentara 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 diagnostico 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 amplia 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 séis 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 trabajara 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 utilizaran 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 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 Energia, 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.