

Comentarios Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos – 2018

Comentarios realizados por ECODIESEL COLOMBIA S.A

Por favor Cambiar Nombre BioD, Barrancabermeja por ECODIESEL COLOMBIA S.A., Barrancabermeja ya que esta última es la empresa ubicada en Barrancabermeja Refinería Ecopetrol para la producción de Biodiesel con la capacidad especificada en la tabla

Respuesta UPME:

Se efectuará el cambio correspondiente.

Comentarios realizados por Consejo Nacional de Operación - CNO

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, presenta a continuación sus comentarios al documento del asunto.

- En el numeral 3.2 del documento se muestra la proyección de precios de los combustibles líquidos para el Plan de Abastecimiento, que consideró el precio del crudo BRENT, con un escenario de referencia establecido con la información de Wood Mackenzie del segundo semestre de 2017 y de febrero de 2018. Sin embargo, y dado que a la fecha la Unidad no tiene aún la proyección oficial actualizada con precios de referencia del 2018, los diferentes ejercicios de planeación operativa de mediano y largo plazo que se analizan en el Subcomité de Planeamiento Operativo-SPO del Consejo, están considerando la información del mes de mayo del 2017. Por lo anterior, reiteramos la recomendación a la Unidad de publicar de manera trimestral la proyección de precios de los combustibles líquidos.

En los numerales 4 y 5, en los que se muestran los lineamientos metodológicos para la elaboración del Plan de abastecimiento y su proyección de oferta y demanda, resaltamos la simulación de diferentes condiciones críticas en los segmentos de la oferta y transporte de hidrocarburos. No obstante, no son claros los casos críticos en la demanda, en los que por ejemplo otros sectores, como el eléctrico, pueden constituirse en un “driver” para el crecimiento del consumo de combustibles líquidos. Situaciones de incertidumbre como la fecha de entrada en operación de la Central Ituango o la planta de regasificación del Pacífico, al igual que una eventual falla de la planta de regasificación del Caribe, pueden implicar una demanda mayor, sobre todo en situaciones de bajos aportes hídricos (fenómeno de “El Niño”) y retraso en la expansión de la infraestructura eléctrica para incorporar las plantas eólicas y solares fotovoltaicas del área Caribe.

En línea con lo anterior, la Resolución CREG 088 de 2018, que establece los mecanismos que deben cumplir los agentes para participar en las subastas de asignación de Obligaciones de Energía en Firme-OEF, da incentivos para que potenciales generadores que usen combustibles líquidos puedan participar, inclusive con un cronograma de construcción de la infraestructura de logística y abastecimiento necesaria para su operación. Por todo lo anterior sugerimos a la UPME tener en cuenta las situaciones descritas para la versión final del Plan.

Adicionalmente, consideramos importante identificar en el documento cual es la demanda de combustibles líquidos que la UPME está vislumbrando para el sector de generación de energía eléctrica en el horizonte de planificación.

- Finalmente, les comentamos que el Subcomité de Plantas-SP del CNO está actualizando la información de entrada que fue utilizada en el 2014 para la elaboración del estudio “Diagnostico de la

logística del abastecimiento de combustibles líquidos para el sector termoeléctrico en Colombia”. Consideramos que este documento y la actualización referenciada son insumos fundamentales para el Plan de la UPME, el cual compartiremos oportunamente para ser considerado en versiones futuras de este ejercicio de planificación.

Respuesta UPME CNO ELECTRICO

En cuanto a la proyección de precios de los energéticos 2018, se adelantarán las gestiones para su debida publicación y con relación a escenarios críticos de demanda por efectos del Fenómeno de Niño, no se simuló en consideración a que la utilización de combustibles líquidos para generación eléctrica resulta costosa e ineficiente para la sociedad, además de que la planta de regasificación del Atlántico fue justificada vía restricciones (costo incluido dentro de la tarifa de electricidad), razón por la cual el gas natural provisto por esta planta tiene una destinación específica. Adicionalmente, en el mediano plazo (2023) se dispondrá de una oferta adicional de gas procedente de la planta de regasificación del Pacífico que podrá ser utilizado por las plantas de generación eléctrica ubicadas en el interior del país, en proporción a los esquemas comerciales que adopte cada complejo generador.

En el corto plazo, eventuales demandas críticas de combustibles para generación de electricidad ocasionada por bajos aportes hídricos o un fenómeno de niño, pueden ser atendidas gracias a la disponibilidad de infraestructura de almacenamiento que existe actualmente en la costa Atlántica, los principales terminales a lo largo del país y la facilidad de internar productos refinados por el puerto de Buenaventura. Esto en razón a los compromisos contractuales entre generadores de electricidad y almacenadores de combustibles líquidos, mediante el cual, los primeros respaldan sus obligaciones de energía en firme.

De otra parte, en el capítulo de demanda será detallada la estimación de demanda de combustibles líquidos para generación energía eléctrica. Es de nuestro mayor interés que el documento final del plan de abastecimiento de combustibles líquidos sea lo más legible y sencillo.

Comentarios realizados por PETROMIL

A continuación, algunos comentarios específicos:

- Coincidimos en la pronta necesidad de ampliación del poliducto Galán Lizama (nodo Lizama, que incluye Planta La Fortuna y Petromil Rio Sogamoso según el Anexo II del documento). Eventos como la inestabilidad en la frontera con Venezuela y los problemas de geología del tramo desde el nodo Lizama hasta Chimitá han requerido volúmenes adicionales a ser transportados, o un factor de recuperación aceptable de acuerdo con el tipo de evento, sin olvidar la proyección de demanda de corto, mediano y largo plazo.
- Referente a las tablas 8-1, 8-2 y 8-3 (escenarios de concentración almacenamientos estratégicos), no es posible determinar las variables usadas resultado de los nuevos tanques obligatorios y estratégicos. Ahora, sin ten detalle, queremos exponer lo siguiente:
 - Actualmente existe una infraestructura importante en el Nodo Lizama y en el nodo Mamonal.
 - La actual regulación exige almacenamiento comercial a los Distribuidores del 30% en “lámina” de su volumen mes, pero no por terminal sino por región.

Con el fin de alcanzar la mejor eficiencia en el ejercicio respecto a la infraestructura, sugerimos que se comparta la base de información y la metodología de cálculo para asegurar que la totalidad de la infraestructura fue incorporada. En específico de Petromil, también podemos compartirles nuestra información en los nodos Mamonal y Lizama para que ustedes realicen la revisión y ajustes si es del caso.

- Sugerimos incluir tanto para los Refinadores como para los Importadores la necesidad de determinar y/o discriminar los almacenamientos operativos, estratégicos, comerciales de cada uno de estos para sus operaciones. Con este mecanismo, que se hace con los Distribuidores Mayoristas, se identificará de manera más ágil y las necesidades de infraestructura objeto del estudio.

- Es altamente recomendable que en un mismo tanque no se almacenen almacenamientos operativos con estratégicos, o estratégicos con comerciales con operativos. La razón es la importancia de tener independencia en la toma de decisiones, la verificación de almacenamientos, y la “rotación” de producto que implica incrementar los riesgos de contaminaciones por las operaciones rutinarias. Esta recomendación no aplicaría para los 5 días de almacenamiento estratégico que estarían en los Distribuidores Mayoristas.
- La región Oeste de nuestro país no solo soporta la mayor agregación de potencialidad de eventos no planeados que impactan el abastecimiento, sino que además es el de demanda interconectado al sistema más alejado de los centros de importación y refinación de la Costa Atlántica y Barrancabermeja. Se sugiere adelantar la bidireccionalidad del poliducto en el tramo Yumbo — Cartago, y atender esta región desde el puerto de Buenaventura en caso de un evento que impacte el abastecimiento. Referente al manejo de GLP para una situación de “reversión” de la línea, el puerto de Buenaventura es una alternativa de contingencia, además de que se evaluar continuar usando la segunda línea del poliducto Cartago – Yumbo abastecimiento de GLP.
- Entendemos y resaltamos las iniciativas de modernización y/o ampliación del parque de refinación en Colombia. Sin embargo, el entorno de estas inversiones cuantiosas puede modificarse sin anticipación (por ejemplo, el escenario de precios vivido hace un par de años) por lo que sugerimos ser más conservadores en las fechas de entrada de los proyectos.
- Revisando la construcción de la tarifa del Plan Indicativo podemos inferir que las variaciones de precio en el producto almacenado como estratégico no es contemplado. Existen diferentes opciones para atender esta componente, como por ejemplo la estructura del mercado (un mercado liberado con paridad importa requeriría una remuneración específica), una componente variable que refleje la variación del precio en la tarifa calculada, entre otros.
- Actualmente se tiene parte de la infraestructura requerida para dar inicio al Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles, lo que se seguramente se convertiría en una victoria temprana.
- Las metodologías tarifarias, y la tarifa final de los sistemas de ductos “de confiabilidad” deben acompañar la metodología tarifaria de los ductos actuales (cualquiera que fuese) con el fin de no generar distorsiones.

Encontramos acertada la participación de los productores e importado Biocombustibles en el esquema. Finalmente, compartimos la recomendación de mantener inventarios estratégicos equivalentes a 5 días de demanda en los terminales y por lo menos 20 días de demanda (en el texto del documento indica producción de Barrancabermeja) asociada a Barrancabermeja en el sistema de poliductos, específicamente en Sebastopol y el nodo Lizama.

Para La Costa Norte sugerimos que los almacenamientos estratégicos se prioricen conexos a la refinería de Cartagena teniendo en cuenta la variedad de infraestructura de entrega desde esta localización - Mamonal (Camión, Barcaza, Barco, Poliducto) y la corta distancia del centro de producción y logística hacia los centros de consumo.

Respuesta UPME PETROMIL:

La información base para la realización del plan fue tomada de SICOM (según la Ley 1753 de 2015 fuente oficial de información del sector). También consideró información proveniente de ECOPETROL, CENIT, Ministerio de Minas y Energía, estudios realizados para DNP, CREG y DNP.

En temas de almacenamiento se consideró la definición de almacenamiento comercial incluida en el decreto 1073 de 2015 y de almacenamiento operativo la contenida en el proyecto de resolución 113 de 2017, con lo cual la información de almacenamientos operativos requeridos para que la actividad de transporte sea eficiente y continua (independiente del concepto de confiabilidad), debe ser de público conocimiento. En lo referente almacenamiento estratégico aún la normatividad no establece una definición precisa y para la elaboración de este plan dicho almacenamiento hace referencia a los volúmenes requeridos para garantizar la continuidad de la operación cuando se presentan fallas no programadas.

Como parte de la solución para garantizar continuidad del servicio es la disponibilidad de almacenamientos estratégicos, en el documento del plan se recomienda su localización y no el agente titular de tales almacenamientos, pues eso debe establecerlo la normatividad que se expida para el asunto y será esta, la que defina cuál debe ser el tratamiento funcional para el manejo de los distintos tipos de almacenamiento.

En atención a los comentarios sobre cambio en de dirección de flujos, se evaluará su factibilidad y el resultado será incluido en el análisis. En tanto que se mantiene la fecha de entrada en operación del proyecto de modernización de Barrancabermeja, dada la necesidad de disponer de combustibles de alta calidad en el inmediato futuro y de proporcionar mayor valor agregado a los crudos colombianos, así como a la economía colombiana y a la generación de bienestar por los encadenamientos productivos con otros sectores que dan cuenta de su interacción con el resto de la economía, es fundamental y deseable que se incremente la oferta interna de combustibles con los atributos que exigen las normas legales y las consideración medioambientales.

En lo relacionado con la determinación de la tarifa de confiabilidad, esta será delimitada una vez se efectúen los análisis de ingeniería básica en caso de que el plan sea adoptado por el Ministerio de Minas y Energía y se establezca como política pública su implementación. Finalmente, la ubicación de los almacenamientos estratégicos será el resultado de los análisis técnico-económicos de abastecimiento y confiabilidad.

Comentarios realizados por IMPALA TERMINALS BARRANCABERMEJA S.A

El Plan Nacional de Desarrollo incluyó entre sus directivas la ampliación de la infraestructura necesaria para la importación, así como el desarrollo de sistemas de almacenamiento estratégico para combustibles: “El Gobierno Nacional a través las autoridades competentes garantizará las condiciones para asegurar la disponibilidad y suministro de combustibles líquidos en el mercado nacional, de manera confiable, continua y eficiente con producto nacional e importado. El Gobierno Nacional garantizará el desarrollo normal de las actividades de refinación, transporte y distribución de combustibles del país, frente a situaciones de hecho o decisiones normativas de carácter local, regional, departamental, nacional que impidan o restrinjan la prestación de este servicio público”

Esto no debe restringirse a un análisis sobre la ampliación de ductos, poliductos y sistemas de tanques de almacenamiento, sino que debe considerarse un examen amplio que considere todas las alternativas estratégicas y disponibles. De hecho, el mismo Plan menciona dentro de las posibles alternativas el desarrollo de infraestructura portuaria y la participación de los diferentes agentes de la cadena actuales y futuros para el cumplimiento de los objetivos propuestos: “la única manera de hacerlo es a través de agentes de la cadena que estén en condiciones de construir, operar y mantener la misma, para lo cual la CREG deberá asegurarse de remunerar adecuadamente estas actividades” De esta manera, consideramos oportuno y necesario incluir dentro del análisis realizado por UPME, la utilización y promoción de la infraestructura fluvial y portuaria existente con sus posibles expansiones.

Esto teniendo en cuenta que hoy en día la infraestructura para el transporte fluvial es una realidad, que hace parte importante de la cadena de combustibles y que el propio Plan Nacional de Desarrollo, así como otros análisis de planeación nacional, lo incluyeron como prioridad en los objetivos del país durante el periodo 2014-2018: El Gobierno nacional, a través del Ministerio de Transporte, Invías y Cormagdalena, ha potenciado la utilización de la red fluvial, mediante proyectos como la recuperación de la navegabilidad del río Magdalena y los estudios para la navegabilidad de los ríos Meta, Atrato y Putumayo”

A continuación, nos permitimos elaborar sobre lo mencionado trayendo a colación i) lo dispuesto por el Plan Nacional de Desarrollo, ii) por el Plan Maestro Fluvial, iii) por el Plan Maestro de Transporte Intermodal y iv) por el propio Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles. Con esto en mente es conveniente realizar un comparativo entre las alternativas propuestas en el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles y la utilización del modo fluvial, resaltando de este último los beneficios asociados con eficiencia y costos

1) Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles

A. Transporte

El Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles reconoce la necesidad de solucionar los temas de transporte como parte del logro de la confiabilidad del sistema y del cumplimiento de los fines del Estado asociados con la prestación de un servicio público considerado como esencial”. Sin embargo, ha centrado su análisis únicamente en el uso de oleoductos y poliductos cuando la realidad es que existen otros sistemas de transporte y conexión que pueden ser usados, que además de estar disponibles, son un medio alternativo, confiable y estratégico para la distribución de combustibles en el país. Si bien el documento hace mención a tanqueros y a la experiencia marítima como aquella que ha tenido mayor desarrollo por los volúmenes que puede manejar, así como los bajos costos de su operación; el Plan no alcanza a realizar una analogía de este mecanismo acuático con el modo fluvial, simplemente se limita a enunciarlo como uno de los modos de transporte que existen en el país, en P. 102.

Lo anterior resulta paradójico en especial si se analizan los sistemas de transporte que se utilizan en los países utilizados como modelo para realizar la propuesta del Plan Indicativo de Abastecimiento. Específicamente, en Estado Unidos son movilizados por el río Mississippi cerca de 50 millones de toneladas de carga anuales de las cuales el 60% corresponde a la industria de hidrocarburos”. Es así como la vía fluvial resulta una opción clara dentro del sistema de movilización de hidrocarburos en ese país.

Incluso, en los análisis realizados en relación con el uso de este modo de transporte en los Estados Unidos, se ha evidenciado un crecimiento considerable en la flota de barcazas utilizadas debido a un incremento en la producción de petróleo en ese país (ver gráfica). En el caso del petróleo, la producción ha incrementado en un 137% y esto ha sido uniforme con el crecimiento en el uso de las barcazas para su transporte debido a las ventajas que ofrece en términos de menos derrames, menor uso de combustible y mayor capacidad de transporte comparado con otros medios*.

En Colombia el sistema fluvial se ha convertido en uno de los principales medios de transporte de hidrocarburos y derivados con 20 Millones de Barriles /año movilizados conectado las fuentes de producción de hidrocarburos con los puertos de exportación y refinerías. Por otra parte, el borrador del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles desconoce en cierta medida la operación que actores privados llevan a cabo hoy en día para el transporte de hidrocarburos por el Río Magdalena y entre las 2 refinerías.

Muestra de esto se encuentra en el capítulo 7.1.3 en donde se describe la operación del diluyente así: “El diluyente requerido para las operaciones proviene de Cartagena, Barrancabermeja y otra porción se importa, pues su producción en las refinerías colombianas está limitada por diversos factores. El producto entra al país por el Terminal de Santa Marta (Pozos Colorados) y se moviliza por poliducto hasta la refinería de Barrancabermeja continuado por la ruta Sebastopol —Sutamarchán, culminando en el Nodo Apiay”. Si bien parte de la operación funciona como lo describe el documento, lo cierto es que actualmente se están movilizando 2.5 Millones de barriles año de diluyente importado por el Río Magdalena mediante el uso de barcazas que salen de Cartagena y llegan a Barrancabermeja (Cartagena —Barrancabermeja).

Ahora bien, durante los últimos 2 años por el Río Magdalena se han distribuido también los siguientes productos en operaciones 100% análogos a las que se harían para la distribución de combustibles:

- 11 millones de Barriles de Fuel Oil, en la dirección Barrancabermeja - Cartagena
- 5 millones de Barriles de Crudo en la dirección Barrancabermeja — Cartagena
- 3.4 millones de Nafta en la dirección Cartagena - Barrancabermeja

B. Capacidad de Almacenamiento

En cuanto a la capacidad de almacenamiento requerida, el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles desconoce el hecho de que Barrancabermeja ya cuenta con capacidad disponible en los terminales fluviales existentes como es en el caso de Impala Terminals Barrancabermeja con una capacidad de 850 KBBL o de otros agentes ya instalados en la ciudad, la cual hoy en día se dedica para el almacenamiento de crudo y diluyente y que tiene la facilidad de adaptarse para el manejo de productos derivados. Adicionalmente el puerto se encuentra a 3km de distancia de la estación Galán y desde Impala Terminal Barracabermeja se pueden cargar carrotanques directamente para los centros de consumo principales del país tales como Bogota y Medellín que se encuentran a menos de 400km de distancia y un máximo de 3 días de distancia en carretera.

Teniendo en cuenta lo anterior, podría pensarse en una fórmula estratégica para el país donde usando la infraestructura existente en este tipo de terminales se supla la necesidad de capacidad requerida por el Estado, sin necesidad de hacer nuevas inversiones con cargo a los contribuyentes. Esto a todas luces generaría un ambiente de competencia sano para el mercado y un incentivo al desarrollo de proyectos de expansión de capacidad estratégica con inversión privada, pues los costos asociados podrían verse beneficiados.

Adicionalmente, solicitamos que la UPME visualice la situación de grave incertidumbre sobre la capacidad de almacenamiento estratégico y disponibilidad de inventarios estratégicos en el país para suplir la demanda actual y futura con los sistemas de poliductos y los altos costos que tendría para los contribuyentes las inversiones de nuevos sistemas de poliductos que suplan las necesidades del país.

2) Plan Nacional de Desarrollo

Lo primero es resaltar que desde el cuatrienio 2010-2014 se incluyó como objetivo especial el impulso de “la complementariedad modal, incluyendo estudios específicos sobre la mejora de la navegabilidad del modo fluvial” basado en la necesidad de buscar la utilización de modos más eficientes de transporte y en las ventajas estratégicas que éstos presentan. Así las cosas, se escogieron planes encaminados a lograr “el mejoramiento de las condiciones de accesibilidad favoreciendo la intermodalidad, a través de corredores de transporte viales, férreos, marítimos y fluviales”.

A raíz de esto, el Gobierno adelantó acciones para la adecuación, rehabilitación, construcción, mantenimiento de muelles y encausamiento de las vías navegables, lo cual hasta el momento prevé una inversión cercana a los 3 billones de pesos. Inversión que continuó con el respaldo del nivel nacional al momento de elaborar el Plan Nacional de Desarrollo para el siguiente cuatrienio de 2014-2018 “Todos por un Nuevo País”. Pese a lo anterior, el modo fluvial sigue estando subutilizado pues menos del 1% de la carga del país se está movilizándolo por este modo. Esto, lejos de verse como una desventaja, debe analizarse como una oportunidad y ser incluido dentro del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles ya que existe capacidad y disponibilidad en el uso de esta infraestructura para la movilización de combustibles y el cubrimiento de las necesidades de confiabilidad requeridas, lo cual será demostrado más adelante.

Es más, el propio Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 se propuso revertir esta tendencia de subutilización solicitando establecer estrategias para reactivar el transporte fluvial en todas sus dimensiones. Si se analizan las directrices formuladas por los Planes Nacionales de Desarrollo de forma transversal e integral, debería promoverse la utilización del río para cumplir los demás objetivos y así hacer uso eficiente de la infraestructura y del presupuesto nacional.

3) Plan Maestro Fluvial

Por la prioridad que se le dio al modo fluvial por los diferentes planes de desarrollo, se elaboró el Plan Maestro Fluvial en 2015 cuyo objetivo principal se fijó en el fomento de un transporte fluvial más competitivo, limpio, seguro y social, a través de la rehabilitación y expansión de la infraestructura fluvial y de su conexión con el resto de modos. Dentro de las estrategias pensadas para mejorar la operación del transporte fluvial, el documento incluye:

- a) La integración eficiente de las vías navegables al sistema de transporte: donde el propósito consiste en identificar flujos de carga que pueden ser trasladados a las vías navegables, ya sea de un extremo a otro, o en una situación multimodal. Para alcanzar esta estrategia, se pensó en incrementar la demanda de transporte de las vías navegables e impulsar el movimiento de cargas más peligrosas en las vías navegables.
- b) La promoción del transporte fluvial: donde el cambio de los flujos de transporte hacia las vías navegables es un factor clave. Así pues, se previó una política donde se dé una (re)localización industrial que tenga en cuenta el sistema de transporte.

Si se lee esto armónicamente con el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles, tenemos que: la introducción al modo fluvial de cargas tales como combustibles resultan beneficioso para el cumplimiento de ambas políticas. Por un lado, se integra de manera eficiente el río al sistema de transporte de combustible, generando un flujo constante de carga por este modo y, por el otro lado, se soluciona también de manera

eficiente el problema de confiabilidad que tiene actualmente nuestro sistema de poliductos, ya que el Río Magdalena conecta las 2 refinerías del país (Cartagena y Barrancabermeja) y una jurisdicción muy importante en términos de facilidades y capacidad de recibo y almacenamiento para la importación de combustibles: Cartagena.

4) Plan Maestro de Transporte Intermodal

Por su parte, el Plan Maestro de Transporte Intermodal elaborado para el periodo 2015-2035, identificó en el modo fluvial varias ventajas competitivas entre las cuales se mencionan: la reducción de fletes a cargas existentes, la naturaleza de generación de carga que posee y la facilitación de la multimodalidad. De ahí que, para los próximos años se hayan planeado ya varios proyectos de interconexión fluvial, conectando los grandes centros poblados del país.

Como se ha demostrado, estos planes analizados conjuntamente evidencian la vocación natural de la utilización del río, razón por la cual se han dedicado varios esfuerzos de planificación e inversión que merecen la pena ser considerados a la hora de generar nuevos corredores logísticos, específicamente, pensar en el transporte de combustibles por vía fluvial la cual ya es una vía existente y que actualmente se encuentran en proceso de mejoramiento.

5) Comparación entre la alternativa propuesta por el Plan Indicativo de Abastecimiento y el uso del río como mecanismo para asegurar la confiabilidad del sistema de combustibles en el país.

5.1) El Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles presenta las siguientes opciones:

Opción A: Cartagena-El Copey-Galán

- Permite la conexión de las 2 refinerías.
- Permite la movilización de excedentes de los producidos en la refinería de Cartagena hasta El Copey (Capacidad aprox; y y 100 KBPD) y posteriormente con una línea que conecte El Copey con Galán.
- Implica que hasta Galán podrían llegar 150 kBPD con las ampliaciones.
- Se instalarían tanques de almacenamiento en El Copey.
- Atendería la demanda al interior del país hasta 2025.

Opción B: Cartagena-Coveñas-Sebastopol

- Acá se abre un “nuevo corredor” mediante una línea desde Cartagena y Pozos, o conexión con la ruta Coveñas-Sebastopol.
- Se movilizarían los excedentes de la refinería de Cartagena desde Coveñas hasta Sebastopol.
- Se descongestionaría el corredor Pozos Colorados - Galán el cual se mantendría sin ampliaciones, con capacidad de 70 kBPD.
- Permite la reducción de los riesgos en caso de contingencias.

Tabal 9.1 Inversiones Alternativas de Transporte

5.2) Alternativa Transporte Fluvial Río Magdalena:

A) Transporte:

La navegación del Río Magdalena hoy es una realidad. La industria de transporte fluvial colombiana se ha consolidado y posicionado en el mercado. Sobre el Río Magdalena la industria de transporte fluvial hoy cuenta con:

- 65 barcos Empujadores,
- 325 barcasas
- — 6 compañías navieras operando en el Río Magdalena
- 20 millones de Barriles de hidrocarburos transportados por el Río Magdalena durante el año 2017,
- En la ruta Cartagena —Barrancabermeja — Cartagena, conectando las 2 refinerías y las refinerías con los mercados internacionales.

Adicionalmente el Gobierno Nacional viene trabajando en la APP para el mejoramiento y mantenimiento de la navegabilidad del Río Magdalena con lo cual para el año 2025 el río estará en capacidad de transportar más de 90 Millones de Barriles año (250 K Barriles día).

B) Almacenamiento

Respecto de la capacidad de recepción y almacenamiento de hidrocarburos, el municipio de Barrancabermeja hoy cuenta con una facilidad portuaria del primer nivel con capacidad de recepción a una rata de 18,000 Barriles/hora y capacidad de almacenamiento de 850 Mil Barriles extensible a más de 1 Millón de Barriles fácilmente con una inversión menor. Esta instalación portuaria se encuentra sobre el margen derecho del Río Magdalena a tan solo 3 Kilómetros (aguas abajo) de la Refinería de Barrancabermeja y a 3 Kilómetros de la

Todo lo anterior convierte a el transporte fluvial de hidrocarburos por el Río Magdalena en una alternativa confiable, estratégica y eficiente para suplir las necesidades logísticas del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles al poder garantizar el transporte, abastecimiento y almacenamiento de Combustibles que se planea necesita el país.

C) Elementos Estratégicos

En concreto, el aprovechamiento y uso del sistema de transporte fluvial por el Río Magdalena como instrumento logístico del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles garantiza:

- Flujo continuo y confiable de transporte, almacenamiento y distribución de combustibles desde las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja (mercado local) y desde los mercados internacionales (importación), al sistema nacional de distribución de combustibles (Estación Galán).
- Conexión entre las 2 refinerías del país (Cartagena — Barrancabermeja)
- Conexión entre la refinería de Barrancabermeja y los mercados internacionales a través de la infraestructura portuaria existente en la Bahía de Cartagena.
- Almacenamiento estratégico a 3 Kilómetros de la estación Galán y la Refinería de Barrancabermeja.

D) Cifras e Hitos Claves:

- 20 millones de Barriles / año transportados por el Río Magdalena durante el 2017
- Más de 90 Millones de Barriles a ser transportados por el Río Magdalena en el año 2024
- Almacenamiento estratégico de más de 1 Millón de Barriles expansible según necesidad a 3 Kilómetros de la estación Galán y la Refinería de Barrancabermeja.
- Prueba de 300.000 bbls realizada con crudos pesados transportados desde el Campo Rubiales hasta la Refinería de Cartagena.
- Prueba de 200.000 bbls de GLP pesados transportados desde la refinería de Cartagena hasta la refinería de Barrancabermeja
- Prueba de 1.000.000 bbls realizada de crudo liviano segregado transportados desde Cartagena s hasta la Refinería de Barrancabermeja

6) **Análisis y Conclusiones del Sistema de Transporte Fluvial cómo Alternativa del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles**

6.1) Elasticidad del sistema de transporte fluvial

Sea lo primero notar que los puntos de partida propuestos por el Plan son correctos, es decir, dar al país flexibilidad logística para el manejo de combustibles líquidos. No obstante, hay que resaltar que una de las grandes ventajas competitivas de la alternativa fluvial en comparación con las hasta ahora planteadas en el borrador del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles es que el sistema de transporte fluvial se puede ajustar a la demanda del mercado y las necesidades del sistema de abastecimiento de combustibles convirtiéndose en un sistema elástico absolutamente eficiente para atender las necesidades del sistema de abastecimiento. Lo anterior se concreta en los siguientes hechos:

- 1) Atención de demanda inmediata y proporcional: Desde ya, el sistema de transporte fluvial se puede ir ajustando para satisfacer las crecientes necesidades del sistema de abastecimiento de combustibles, incrementando proporcionalmente y con capacidad de respuesta de corto plazo los volúmenes de combustibles a ser suministrados al sistema de abastecimiento, con la inclusión de nuevos equipos (Barcos Empujadores y Barcazas) que suplan la de demanda de mayor capacidad de transporte. Esta capacidad de respuesta del sistema fluvial es inmediata y se va ajustando significativamente más rápido que los tiempos de construcción de un poliducto y su posterior ampliación.
- 2) El sistema de transporte fluvial no genera costos de capacidad sobre instalada: A diferencia de la construcción de un poliducto que es una infraestructura fija, la capacidad de transporte del sistema fluvial puede expandirse y recogerse según las condiciones que demande el sistema de abastecimiento de combustibles lo cual significa que el sistema fluvial nunca generará capacidad sobre-instalada si los volúmenes de la demanda futura no cumplen con la expectativa proyectada desde ya. Esto evita que se le traslade a las finanzas públicas o a los ciudadanos el sobre-costos de la amortización de la inversión en infraestructura que potencialmente puede no utilizarse a su capacidad plena (sub-utilizada) como puede pasar con la construcción de líneas de poliducto.
- 3) Expansión ilimitada del Sistema: El sistema de transporte Fluvial permite atender las crecientes necesidades del sistema de abastecimiento de combustibles de forma ilimitada pues incluso cuando el mercado demande más de 258 Mil Barriles/día que establece el borrador del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles para el 2025, el sistema fluvial de forma rápida y proporcionada puede incrementar su capacidad de transporte con la inclusión de nuevos equipos (Barcos Empujadores y Barcazas) que suplan la dicha demanda.

6.2) Costos de la alternativa del sistema de transporte fluvial

Una de las grandes ventajas que tiene la alternativa del sistema de transporte fluvial por el Río Magdalena como instrumento logístico del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles es que el 95% de la inversión necesaria para garantizar la funcionalidad y confiabilidad del sistema de transporte fluvial + almacenamiento ya está hecha por parte de la inversión privada y lo que hace falta también podría ser asumido por la inversión privada. Esto es un elemento de vital importancia para las finanzas públicas y la economía de los consumidores y ciudadanos en general pues las inversiones estimadas entre \$1,000 y \$1,400 Millones de Dólares contempladas en el borrador del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles no serían necesarias.

Las únicas inversiones que vemos harían falta por hacer serían:

- 1) Conexión de la infraestructura portuaria de Barrancabermeja con la Estación Galán (3 Kilómetros)
- 2) Conexión de la infraestructura portuaria de Barrancabermeja con la Refinería de Barrancabermeja (3 Kilómetros) Por lo anterior la alternativa del sistema de transporte fluvial es más eficiente en términos de finanzas públicas y bienestar económico para los ciudadanos.

6.3) Cumplimiento Objetivos Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles

Por los elementos en todo este documento relacionados y analizados, resulta cierto y natural entonces que el aprovechamiento y uso del sistema de transporte fluvial por el Río Magdalena cumple con los objetivos del Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles determinados así:

- “El objetivo final es la entrega de los productos derivados del petróleo que requiere el mercado colombiano para los próximos años, luego de imaginar distintos comportamientos futuros de producción de petróleo en el ámbito nacional.

El abastecimiento y confiabilidad de petróleo y combustibles líquidos a nivel nacional constituye el punto de partida para evaluar el desempeño de un sector estratégico y su capacidad para brindar servicios ininterrumpidos de abastecimiento, a fin de que permita alcanzar las metas definidas en la política socioeconómica de largo plazo, teniendo en cuenta que no solo se proveen soluciones en el plano estrictamente energético, sino que sirve como instrumentos de desarrollo en particular como generador de recursos por exportaciones, así como de bienes para programas y proyectos de desarrollo social, regional y de infraestructura; para el mejoramiento de la calidad de vida de los ciudadanos.”

- “El Gobierno Nacional a través las autoridades competentes garantizará las condiciones para asegurar la disponibilidad y suministro de combustibles líquidos en el mercado nacional, de manera confiable, continua y eficiente con producto nacional e importado. El Gobierno Nacional garantizará el desarrollo normal de las actividades de refinación, transporte y distribución de combustibles del país, frente a situaciones de hecho o decisiones normativas de carácter local, regional, departamental, nacional que impidan o restrinjan la prestación de este servicio público”
- El análisis de prospectiva que comprende toda la secuencia de actividades de la cadena de petróleo y combustibles cuyo objetivo final es la entrega de los productos derivados del petróleo que requiere el mercado colombiano para los próximos años, exige la inclusión de un amplio número de variables, sobre las cuales ha sido necesario realizar supuestos de diferente índole a fin de llegar a resultados, debido a que se propone un horizonte de planeamiento de 20 años con las incertidumbres que esto conlleva.”
- “Proponer los mecanismos para la estructuración del programa de Abastecimiento y Confiabilidad para asegurar el pleno cumplimiento de la demanda tanto de abastecimiento como en situaciones de contingencia. La directriz será escoger el mecanismo que cumpla los objetivos de abastecimiento y confiabilidad con mínima participación estatal.”
- “En caso de que la falla sea por la salida de la de operación de la Refinería de Barrancabermeja es necesario desarrollar soluciones adicionales sobre lo ya construido en infraestructura de transporte y almacenamientos estratégicos. Por ello el sistema deberá tener disponible un inventario estratégico equivalente a no menos de 25 días por considerar que es el tiempo requerido para la consecución de los combustibles importados, su recibo en puerto y transporte a los terminales de distribución. ¿Lo anterior implica que el refuerzo en la infraestructura de transporte que se propuso a fin de garantizar el “abastecimiento” de combustibles al país, deberá ampliarse a fin de suplir vía importación el faltante de producción local ante la salida de la refinería”
- “La nueva ruta de acceso desde la costa atlántica al interior del país permitirá asegurar el abastecimiento del interior del país y crear y/o reponer los inventarios estratégicos en un período razonable de tiempo (180 días).”
- “Ante las perspectivas futuras de oferta de crudo se propone adelantar los cambios que se requieran en los contratos de exploración para asegurar que la producción petrolera nacional alcance de manera sostenida al menos el nivel de 800,000 BPD, que permitiría no solo el autoabastecimiento de la demanda nacional, sino también un aporte al equilibrio económico del país”” P. 255.
- “Se propone definir un marco de competencia que permita la participación de nuevos agentes con experiencia en construcción y operación de líneas de transporte y almacenamientos de productos combustibles.”*§

7) Otros comentarios sobre las conclusiones y recomendaciones:

7.1 Upstream:

Vemos muy acertado el análisis realizado por la UPME sobre las dificultades para la estimación de escenarios de producción de crudo basados en las reservas probadas, probables, posibles y EOR que bajo la gran mayoría de estudios muestra una clara tendencia a la baja, y resaltamos que se fortalezca la necesidad de contar con sistemas que permitan la importación de crudos para completar la dieta de las refinerías.

Sin embargo, consideramos que debido a las dificultades propias del sistema de transporte por oleoducto y los constantes ataques de grupos al margen de la ley a los sistemas de transporte de oleoductos si es necesario que a mediano plazo se busquen alternativas para el transporte de los crudos hacia las refinerías y/o los puertos de exportación, dado que es una necesidad y dificultad inmediata que tiene el país.

7.2 Downstream:

Es necesaria la conexión de las dos refinerías:

- Frente a la siguiente observación: “La mayoría de los productos importados y excedentarios de Cartagena son enviados al interior por el ducto Pozos Colorados — Galán, congestionado con usos alternos y limitación de uso” vemos con preocupación que, a pesar de existir medios de transporte diferentes, los mismos no son tenido en cuenta para asegurar el suministro al interior del país.

- Hoy en día si existe vínculo físico (Río Magdalena) entre las dos refinerías para suplir las necesidades entre las mismas.
- Consideramos al igual que ustedes que la alta dependencia del sistema Pozos Colorados y Galán para abastecimiento del interior tiene una alta vulnerabilidad, por lo cual insistimos en que se tenga presente la existencia de sistemas alternativos para asegurar la confiabilidad del sistema.
- Los inventarios de refinados deben estar cerca de centros de consumo y su tamaño debe estar dado por el número de días de interrupción de demanda. El sistema deberá tener disponible un inventario estratégico equivalente a no menos de 25 días.

Respuesta UPME IMPALA TERMINALS BARRANCABERMEJA S.A:

La articulación de los diferentes modos de transporte, resulta fundamental para aumentar la competitividad del país e impulsar el intercambio comercial regional de mercancías y la integración de los territorios, cuyos resultados generan impactos positivos macroeconómicos como sociales y culturales favoreciendo el nivel vida de los ciudadanos.

Como en Colombia el grado de desarrollo de los diferentes modos de transporte es heterogéneo por la asimetría en las inversiones, es necesario el fortalecimiento de cada uno para asegurar su conectividad y competitividad, para que a la postre favorezca la calidad del servicio y la reducción de los costos logísticos, entre otras. Como el rezago en infraestructura es importante, el desarrollo de esquemas de multimodalidad para el transporte de mercancías actualmente es limitado.

Si bien, el Gobierno Nacional a través del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 estableció como política pública el desarrollo de la infraestructura fluvial y portuaria, así como de otros medios de transporte, su ejecución implica la alineación de intereses privados y públicos por modo de transporte, que pueden generar amplio margen de incertidumbre, convirtiéndose en alternativas de muy largo plazo, en tanto las decisiones de inversión llegan a feliz término.

De otra parte, análisis de las autoridades responsables del tema identificaron que la infraestructura de transporte fluvial requiere una modernización que permita llevar a cabo operaciones eficientes y más competitivas incluyendo aspectos medioambientales y de seguridad. Por ello, se estableció la necesidad recuperar la navegabilidad del río Magdalena a fin de potenciar la intermodalidad en la red logística, para posibilitar la reducción de costos y tiempos de transporte de mercancías principalmente. Lo anterior, debido a restricciones físicas como reducción del calado, altas tasas de sedimentación, fluctuación de los niveles y orillas inestables en algunas secciones que generan disminución de la sección hidráulica efectiva.

Adicionalmente, el cambio climático es uno de los factores de mayor incidencia en el comportamiento de la cuenca hidrográfica del río Magdalena, haciéndola vulnerable a la oferta hídrica en particular en la cuenca media y baja, lo que incorpora riesgos en la navegabilidad generando cierto grado de incertidumbre, ya que no se puede navegar veinticuatro horas, los trescientos sesenta y cinco días al año, independientemente de la estacionalidad del transporte fluvial acentuada por su localización, caudal de agua y sedimentos, morfología y dinámica fluvial.

Además de lo antes mencionado, el transporte de hidrocarburos es complejo y debe observar gran cantidad de requerimientos técnicos para su óptimo funcionamiento, sin mencionar que el transporte por ductos es la forma más segura, rápida, económica, confiable y responsable ambientalmente para la movilización de sustancias peligrosas como es el caso de los hidrocarburos, en consideración a los riesgos asociados tanto desde el punto de vista de seguridad para las personas como para el medio ambiente.

A más de la flexibilidad que proporciona a la operación del sistema de transporte por ductos, en razón a la facilidad de movilizar de manera simultánea e ininterrumpida altos volúmenes de productos refinados con distintas características fisicoquímicas sin que se contaminen, los costos de transporte asociados con este modo difícilmente se logra otro medios de transporte.

Sobre la capacidad de almacenamiento obligatorio y estratégico para combustibles líquidos recomendada y su ubicación espacial, los resultados provienen del análisis conjunto de abastecimiento y confiabilidad que se encuentran justificados dentro del documento del Plan; no obstante se describirá con mayor detalle en la nueva redacción en dirección a alcanzar un mejor entendimiento.

En cuanto a los medios de transporte utilizados para movilizar petróleo, nafta y otros derivados del petróleo, ya sea desde el interior o hacia el interior del país, es discrecional de los agentes que requieran el servicio, utilizar los distintos modos transporte, siempre que cumplan con las normales legales establecidas para cada uno de estos, tal como lo indica el Artículo 2.2.1.1.2.2.3.85 del Decreto 1073 de 2015. Desde luego que si resulta más favorable desde la perspectiva técnica, económica, ambiental y social para los remitentes hacer uso de un modo de transporte distinto al de ductos, están en todo su derecho. Tal es el caso que volúmenes de nafta y crudos requeridos para la movilización de petróleo y dieta de la refinera de Barrancabermeja respectivamente, son desplazados vía fluvial desde Cartagena a Barrancabermeja o Crudo

En virtud de todo lo señalado anteriormente y atendiéndolo dispuesto en el PND 2014-2018 en materia de combustibles líquidos tendiente a *“garantizar las condiciones para asegurar la disponibilidad y suministro de combustibles líquidos en el mercado nacional, de manera confiable, continua y eficiente con producto nacional e importado”*, la Unidad recomienda que las operaciones de transporte de gasolina, ACPM y Jet -combustibles líquidos de mayor demanda en el país- sean movilizados por ductos, por cuanto representa el modo más competente para el traslado de este tipo de sustancias, gracias a características específicas, costos, flexibilidad, continuidad, y condiciones de mercado entre otros elementos.

Por último, frente a la necesidad de conectar las dos refineras, es indispensable que el esquema definido cumpla no solo con el simple intercambio volumétrico de productos, sino que responda de manera efectiva a las implicaciones que pueden surgir como consecuencia de fallas en actividades de refinación y transporte, especialmente en segmentos estratégicos de la red que pudieran llevar a un desabastecimiento de la demanda. Por ello, las soluciones propuestas deben disponer de la mayor cantidad de atributos para que con un solo solución se satisfaga diversas necesidades.

Comentarios realizados por ENEL

En la lectura y análisis no encontramos que en el documento se haga referencia a la demanda de combustibles líquidos para generación eléctrica. Sin embargo, como sabemos, las plantas térmicas dan soporte para abastecer la demanda eléctrica, principalmente en situaciones críticas como el Fenómeno de El Niño, por lo cual no es claro cómo se atendería la generación con combustibles líquidos (diésel, combustóleo, JET) ante un evento crítico si tenemos en cuenta que:

- Habrá déficit de suministro de combustibles en menos de 6 años, si no se incorporan nuevos campos petroleros.
- Entendemos que el crudo, por regulación nacional, se considera 100% disponible para la refinación interna y lo que falte para el cargue de las refineras se importa.
- La capacidad de transporte por oleoductos está 100% contratada y los agentes dueños de esa capacidad requieren utilizarla al máximo, transportando toda la producción de crudos desde el interior del país hacia Coveñas, tanto para exportación como para el cargue de Reficar, dejando muy poco o nada disponible para el consumo local (caso Cartagena que requiere como insumo los crudos).
- Aunque Reficar ha aumentado la capacidad de refinación del país, la producción de diésel aún no es suficiente para atender la demanda nacional (el faltante se importa), y las plantas térmicas que utilizan este combustible no podrían abastecerse con producto nacional.
- Se contempla interrupción total de la producción de Fuel Oil No 6 por exigencias ambientales.
- Si bien en ocasiones anteriores de Fenómeno de El Niño el gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, ha dejado disponibles los crudos y otros combustibles para el consumo local, consideramos

importante que se establezca algún tipo de regulación o directriz que lo determine así y no se deje como una decisión política para atender la crisis del momento.

Recogiendo las anteriores consideraciones y en relación con los aspectos de confiabilidad y de abastecimiento, de manera respetuosa sugerimos se evalúe, incluya y proponga en el documento, un esquema que garantice la atención de la demanda para consumo interno teniendo en cuenta las necesidades de generación eléctrica en situaciones particulares del sector (fallas en el suministro, baja hidrología, alta demanda de líquidos). Algo similar a lo que existe en el sector de gas natural y también definiciones y/o atención de demanda esencial o prioritaria, buscando darles énfasis o atención a las necesidades de la generación térmica.

Por último y sumado a los anteriores comentarios, esperamos que en el documento se incorpore un análisis especial para la demanda térmica nacional, en especial aquella que utiliza y consume combustibles líquidos, una revisión y evolución histórica, necesidades actuales, proyección a futuro y sugerencia hacia los vacíos normativos y regulatorios que garanticen la sostenibilidad de esta actividad y de los agentes que la desarrollan.

Respuesta UPME ENEL:

El documento efectivamente no considera abastecimiento de plantas de generación de electricidad con combustibles líquidos, teniendo en cuenta que la planta de regasificación del Atlántico fue justificada vía restricciones (costo incluido dentro de la tarifa de electricidad), para la generación eléctrica, hecho que justifica suministro de gas natural obligatorio a algunas plantas de generadoras de la costa norte del país y las demás plantas generadoras podrán utilizar gas natural de fuentes nacionales

En el corto plazo, eventuales demandas de combustibles para generación de electricidad ocasionada por un fenómeno de niño o cualquier otra contingencia, pueden ser atendidas con la infraestructura de almacenamiento que existe actualmente en los principales terminales a lo largo del país y por la facilidad de movilizar productos refinados desde el puerto de Buenaventura hacia el interior, como lo ocurrido en el fenómeno del Niño 2015-2016.

En el mediano y largo plazo se proyecta atender las necesidades de las plantas de generación con gas natural producido localmente (onshore u offshore) o importado a través de la planta de regasificación del Pacífico, cuya entrada en operación se proyecta para 2023, con lo cual la oferta de gas natural será suficiente para atender la demanda inflexible que ocasiona el sector eléctrico colombiano ante eventos críticos de hidraulicidad.

En lo relacionado con el transporte de petróleo por oleoducto, los análisis incluidos señalan concretamente que el único oleoducto que requiere una expansión es el que une el puerto de Coveñas con la refinería de Cartagena. Sin embargo, es de recordar que dicha refinería esta contigua a un puerto marítimo que le permite ingreso y salida de hidrocarburos con lo cual el riesgo de desabastecimiento de la refinería es mínimo, además de que se cuenta con instalaciones para almacenamiento de crudo y productos que le permiten altos niveles de confiabilidad. DE otra parte, la incorporación en los análisis del factor de servicio permite evaluar si la capacidad efectiva de la infraestructura es suficiente para responder a situaciones de fallas no previstas.

Con respecto al balance nacional de ACPM, ciertamente es deficitario por lo que hoy se requiere importar producto para atender las necesidades de la demanda actual y cuando las plantas de generación térmica que utilizan esta fuente salen despachadas evidentemente deben utilizar producto importado, como hoy lo hacen otros agentes del sector productivo. Por ello y para evitar riegos de desabastecimiento el plan propone medidas que posibiliten mejorar los niveles de confiabilidad en el abastecimiento independiente sea el uso final.

En cuanto a oferta de fuel oíl No 6 o combustóleo, la refinería de Cartagena por su configuración y conformación de procesos no lo produce, el producto existente en Colombia procede de la refinería de Barrancabermeja. Por otra parte, la regulación internacional ambiental prohibió su uso desde 2020, con lo cual el productor deberá tomar decisiones al respecto, además de implementar procesos de optimización para sacar el mayor provecho del crudo y producir refinados de valor agregado superior. En tal sentido, es inadecuado técnica y económicamente utilizar el crudo como un combustible.

Por último, entendemos que los generadores que tienen obligaciones de energía en firme reciben un cargo por confiabilidad del sector eléctrico, el cual debe estar respaldado por contratos de abastecimiento con los agentes que prestan servicios de suministro o de transporte de las distintas fuentes fósiles, significando disponibilidad de los servicios en correspondencia con los contratos y como ya se mencionó anteriormente, el plan propone acciones tendientes a evitar desabastecimiento de los combustible líquidos además de que la confiabilidad intrínseca no parece necesario un estatuto de racionamiento.

Comentarios realizados por Palermo Tanks S.A.S.

Como operadores de un terminal de almacenamiento marítimo, le damos la bienvenida a la importancia y necesidad que el Plan Indicativo señala para: 1) Fortalecer la infraestructura relacionada con combustibles en puertos colombianos sobre la costa atlántica y, 2) Establecer reservas estratégicas de combustibles. A la fecha, los terminales marítimos de Barranquilla, como PALERMO TANKS, contribuimos significativamente a la seguridad energética de los colombianos al viabilizar importaciones, cabotajes, distribución marina y terrestre de combustibles, a diferencia de los terminales terrestres. Para 2018, se espera movilizar en la zona portuaria de Barranquilla un volumen superior a los 1,4 millones de barriles de combustibles, lo cual, en suma, con el poliducto Cartagena-Baranoa supone un suministro confiable y seguro para el nodo de Baranoa y del país mismo.

De hecho, Barranquilla ha mostrado su importancia y confiabilidad como puerto de contingencia para atender los requerimientos del país: Ante el pasado fenómeno del Niño, que amenazó con poner en riesgo la estabilidad del sistema de energía eléctrica en 2015 y 2016, más de 3 Mbls de Diésel se recibieron en el puerto, sirviendo de soporte a las necesidades de generación eléctrica del país. Incluso cuando hubo cuellos de botella logísticos en Coveñas y la red de oleoductos, entre 2011 y 2014, más de 4,760,000 toneladas de crudo (más de 31 millones de barriles) fueron exportados desde Barranquilla.

El poliducto Cartagena-Baranoa y los terminales marítimos en Barranquilla se complementan al suplir el nodo de demanda de Baranoa, y el país mismo. Sin embargo, es importante anotar que si, por alguna razón (Ej: salida de línea de alguna refinería, fallas en el poliducto) las entregas vía ducto a Baranoa son interceptadas/interrumpidas, los puertos marítimos en Barranquilla cuentan ya con la capacidad de completamente sustituir el poliducto (lo que en realidad significa un 100% de respaldo).

En repetidas ocasiones en el Plan Indicativo, se recalcan los siguientes puntos sobre el poliducto Cartagena – Baranoa: 1) Su importancia en la seguridad del abastecimiento de la región norte al ser el único poliducto en la zona; 2) su alta tasa de utilización (92%) y; 3) la necesidad de expandir su capacidad para aliviar el sistema. En este contexto, la iniciativa del Plan Indicativo de establecer reservas físicas de productos combustibles (750,000 Bbls para el nodo de demanda de Baranoa), con el objeto de neutralizar posibles dificultades en el abastecimiento causadas por potenciales interrupciones del transporte por ductos, es más que razonable.

Al ejecutar el plan, las reservas estratégicas deben ser almacenadas dentro del nodo de demanda, al alcance de la cadena de distribución ya establecida. Apoyamos completamente esta línea de pensamiento porque creemos que los terminales marítimos encajan en el sistema. Sin embargo, los autores del Plan Indicativo aparentemente no comparten nuestra visión al respecto y no tuvieron en cuenta los puntos mencionados anteriormente. Los terminales marítimos son omitidos, ya sea a propósito o por omisión, de las consideraciones de reservas estratégicas. El Plan Indicativo es explícito en requerir que sólo terminales conectados a la red nacional de poliductos sean considerados elegibles para el almacenamiento de reservas estratégicas.

Entendemos que esta consideración es razonable para el interior del país, que no tiene alternativas distintas al abastecimiento por poliductos. Pero al menos para el nodo Baranoa/Barranquilla, es difícil entender que los terminales marítimos no sean tenidos en cuenta, máxime cuando es bien sabido que para muchos países miembros de la AIE los terminales marítimos son los más deseables puntos para el almacenamiento de reservas estratégicas. Millones de toneladas de reservas estratégicas se encuentran en terminales marítimos, no sólo para el país de origen, sino para países vecinos también. Existen numerosos ejemplos de esta práctica.

Así las cosas, creemos que una revisión exhaustiva de esta información por parte del grupo de trabajo del Plan Indicativo mostrará la viabilidad de incluir los terminales marítimos de Barranquilla en el análisis y señalar su potencial importancia en la construcción de un sistema de reservas estratégicas. Incluso, valdría la pena señalar que la exclusión de los terminales marítimos en Barranquilla como parte del Sistema de Reservas estratégicas, deja de lado una conclusión que podría aportar mucho al sistema como un todo: al considerar Barranquilla y Baranoa como un solo nodo, puede ser creada una nueva ruta de internación de producto desde las costas hacia el interior; si Barranquilla hiciera parte de la conexión Cartagena – Copey, realmente se podría agregar valor al sistema, integrando este nuevo puerto, se podrían integrar los terminales existentes al sistema ya existente y un nuevo mundo de posibilidades se abre paso.

Por otro lado, el Plan Indicativo sugiere el siguiente escenario: la mayor amenaza sobre el ininterrumpido abastecimiento del nodo de Baranoa es la alta tasa de utilización del poliducto Cartagena-Baranoa. Para minimizar el riesgo, se propone crear un inventario de reservas que deben estar en terminales dependientes de dicho ducto. En otras palabras, las reservas deben ser transportadas por el mismo tubo cuya potencial salida de servicio están previniendo, lo que en últimas incrementará la utilización del tubo debido a la necesidad de transportar para crear y reabastecer las reservas, aumentando el riesgo y la dependencia. Esta carga adicional sería reducida efectivamente, e incluso eliminada, al mantener las reservas estratégicas en terminales marítimos, esto sigue siendo cierto, incluso si la capacidad del poliducto Cartagena – Baranoa se incrementa de acuerdo con lo señalado en el Plan, pues la tasa de utilización seguirá siendo alta.

De conceptualizarse el Sistema como lo proponemos, la capacidad de almacenamiento en Baranoa se incrementaría casi 3 veces (de los existentes 420,000 Bbls a casi 1,170,000). Y es que el Plan Indicativo no señala cómo haría el Propietario de reservas estratégicas para operativa y comercialmente asegurar el llenado y reabastecimiento de unas reservas de tal magnitud, en un terminal terrestre, dependiente del poliducto, en grandes tanques (250,000 Bbls) y que no pueden ser bombeados desde el terminal hacia la red nuevamente. En cualquier caso, esta operación sería más lenta y costosa que en un terminal marítimo, y afectaría la tasa de utilización de un poliducto ya suficientemente explotado.

Adicionalmente, dada la limitada flexibilidad de mantener las reservas estratégicas en terminales terrestres conectados al poliducto en Baranoa, se haría poco atractivo para nuevos inversionistas privados participar en la construcción de dichas capacidades de almacenamiento a través de licitaciones o Alianza Público Privadas, como lo recomienda el Plan Indicativo. La otra cara de la moneda es que en los terminales marítimos de Barranquilla existen a la fecha más de 2,000,000 de Barriles de capacidad para almacenamiento de combustibles. Partes de esta capacidad de almacenamiento puede con certeza ser utilizada para almacenar las reservas estratégicas, con inmediatos beneficios en términos de costo y aceleración del establecimiento de estas.

En la práctica, los terminales marítimos son muchos más atractivos para inversiones privadas: ya hay planes en marcha, permisos y licencias obtenidos, y áreas dedicadas para futuras expansiones, lo que puede significativamente reducir el tiempo necesario para la construcción de las capacidades adicionales potencialmente requeridas. Adicionalmente, en virtud de su ubicación, y años de lucha contra las drogas en nuestro país, los terminales marítimos cuentan con sistemas de seguridad, controles de acceso y facilidades que permiten seguridad adicional a las reservas. Todo esto redundando en beneficio de las indicaciones señaladas en el Plan como de interés para el país: inversión privada rápidamente puesta al servicio del beneficio de los usuarios. Por si fuera poco lo señalado anteriormente, los terminales marítimos ofrecen ventajas relativas al ser comparados con terminales terrestres, como las siguientes:

- Facilidades logísticas para la compra y entrega de combustibles que sirvan el propósito de reservas estratégicas
- Facilidades logísticas y comerciales para el reaprovisionamiento de reservas estratégicas
- Mayor flexibilidad de entrega al poder enviarse producto no sólo al nodo circundante, sino a otras zonas del país.
- Potenciales ventajas tributarias debido a zonas aduaneras especiales que el régimen portuario permite, permitiendo menores costos de inversión mientras las reservas se mantienen sin utilizar.

De cualquier manera, y con independencia de las ventajas señaladas previamente en comparación con los terminales terrestres, los terminales marítimos de Barranquilla no buscan ninguna clase de exclusividad o

privilegio, sino igualdad de oportunidades. Basados en las mejores prácticas internacionales, creemos que la selección de reservas estratégicas dentro de un nodo específico, el tipo de reservas (ej: diesel, gasolina) y el tamaño de los tanques, deben ser responsabilidad del “Propietario de Reservas Estratégicas”, quien sería autorizado para establecer y operar las reservas de la manera más eficiente. El “Propietario de Reservas Estratégicas” compraría y vendería los combustibles sirviendo sólo el propósito de establecer y reabastecer las reservas, manteniendo contratos firmados con los operadores autorizados.

Este “Propietario de Reservas Estratégicas” debe establecer un marco legal claro y transparente para la adjudicación de contratos de mediano plazo para las capacidades de almacenamiento existente y de largo plazo para los nuevos tanques a ser construidos. Estas nuevas capacidades pueden ser contratadas mediante esquemas BOOT, BOOMT, de acuerdo con lo señalado en el Plan Indicativo. En regiones con terminales marítimos, estos deben ser elegibles a la par con terminales terrestres conectados al poliducto para el almacenamiento de reservas estratégicas.

Basados en nuestra experiencia global (nuestro accionista, Zenith Energy, provee almacenamiento estratégico y está familiarizado con las prácticas de estados miembros de la AIE a este respecto), el “Propietario de Reservas Estratégicas” debe ser una entidad sin ánimo de lucro y debe ser una sola entidad a nivel nacional. Esta entidad puede ser establecida ya sea como un órgano estatal o privado. Otro punto sobre el que quisiéramos volcar su atención es el plan para conectar las refinerías en Cartagena y Barrancabermeja. Resulta lógico tener ambas refinerías conectadas, y capaces de suplir mutuamente las falencias en uno u otro extremo, conectando a la vez los centros de producción con los de demanda. Para este fin, se evalúan dos rutas: al oeste desde Cartagena hasta Coveñas, y desde allí a Sebastopol; y hacia el este de Cartagena hasta Copey, y desde allí a la estación de Galán.

El documento concluye que la ruta occidental tiene un costo similar y presenta mayor potencial de beneficio. Sin embargo, hay puntos que no fueron tenidos en cuenta en el análisis a favor de la conexión oriental y que quisiéramos poner a su consideración, pues pueden resultar en mejoras económicas y desde el punto de vista estratégico al planteamiento inicial. En el Plan Indicativo, la ruta oriental es evaluada como una nueva línea que parte de Cartagena hacia Copey, pero la posibilidad de incorporar el nodo de Baranoa/Barranquilla pasa desapercibido. Sin embargo, la distancia a cubrir para llegar a Copey desde Baranoa es ostensiblemente menor desde Barranquilla que desde Cartagena (126km en línea recta), lo cual debe traducirse en menores costos, en línea con el propósito de eficiencia de las inversiones de la nación. De hecho, tanto ECOPETROL como CENIT han evaluado en el pasado los costos de esta conexión, concluyendo que la inversión puede ser significativamente menor que las que se contemplan en el Plan Indicativo, si el nodo Baranoa/Barranquilla es el punto de inicio.

Una segunda ventaja de esta conexión oriental es el potencial involucramiento de Barranquilla en la red, convirtiéndose en un punto de entrada para el abastecimiento de combustibles del país. Esto permitiría una tremenda flexibilidad a todo el Sistema, permitiendo la entrada de productos producidos domésticamente o importados, ya sea a través del poliducto o vía marítima, pues la distancia entre la zona portuaria de Barranquilla y Baranoa es muy corta. Así, este punto de internación serviría con gran flexibilidad para compensar cualquier potencial interrupción del servicio ya sea en Cartagena o en Barrancabermeja, y sus mercados aledaños, sin elevar la concentración y dependencia en un solo puerto, como Cartagena o Coveñas. Una potencial vinculación de Coveñas como punto de entrada al Sistema de combustibles ayuda a aliviar los riesgos asociados a potenciales interrupciones de la producción en la(s) refinería(s), pero eleva los riesgos asociados a potenciales fallas en Coveñas que, de por sí, ya maneja el 70% de toda la carga líquida de Colombia y que no sólo sería el punto de salida de todo el crudo del país, sino también el plan B para la entrada de combustibles, representando una innecesaria concentración de los flujos.

Con una nueva ruta de conexión de las refinerías, que empieza en Barranquilla y pasando por Baranoa, no solo el punto inicial permite mayor flexibilidad, sino que se obtienen beneficios económicos en la construcción del nuevo poliducto, ya que esto permitiría utilizar al máximo la capacidad disponible, y a la fecha subutilizada, en el poliducto Pozos-Galán. Asimismo, las inversiones de expansión no tendrían que realizarse desde el momento cero, sino que podrían escalonarse en el tiempo, aliviando la carga financiera, imponiendo unas condiciones

menos severas de financiación para el consumidor final a través del margen de continuidad, el cual podría no tener que ser incrementado tan drásticamente como se anuncia en el Plan Indicativo.

De manera consistente con la visión del Plan Indicativo de anticipar las necesidades del país y solucionarlas con una política sostenible de abastecimiento pensada en el largo plazo, la capacidad e infraestructura existente en la zona portuaria de Barranquilla no debe ser desestimada, al contrario, involucrarla como parte del Sistema es una forma inteligente de promover la sana competencia, diversificar riesgos e incrementar la flexibilidad del sistema para responder a la siempre cambiante realidad del mercado.

De esta manera, el Plan Indicativo se estaría anticipando y cubriendo potenciales cambios futuros en la regulación, como podría ser un ajuste la fórmula del cálculo del Ingreso al Productor, si llega a adoptar una base orientada a Precios Paridad de Exportación. Si esto sucediera, se requeriría más infraestructura y posibilidades que las existentes, e involucrar más agentes es promover la competencia en beneficio de los usuarios, lo cual ya estaría inherente en el sistema al ser facilitado por este Plan Indicativo: concibiendo Barranquilla como parte del sistema, lo cual lo fortalece, teniendo uno de sus principales puntos de demanda, también conectado al sistema como punto de entrada y no sólo como punto de recibo final.

Tomando en consideración todos los puntos anteriores, proponemos que el Plan Indicativo sea ajustado y que incluya las siguientes conclusiones:

1. Los terminales marítimos debieran ser elegibles para el almacenamiento de reservas estratégicas independientemente de que estén conectados al sistema nacional de poliductos;
2. Debe considerarse la utilización de capacidades de almacenamiento existentes en terminales marítimos para el almacenamiento de reservas estratégicas;
3. El “propietario de las reservas estratégicas” debe ser una entidad sin ánimo de lucro y debe ser un ente centralizado y único a nivel nacional;
4. El almacenamiento de reservas estratégicas debe ser adjudicado a partir de un procedimiento público, claro y transparente adelantado por el “Propietario de las Reservas Estratégicas”
5. Que el nodo Baranoa sea entendido como Barranquilla/Baranoa, incluyendo la red de terminales marítimos que complementan la infraestructura existente en Baranoa.
6. Que, para la evaluación de la ruta de conexión entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, se contemple el valor agregado que Barranquilla permite a la ruta oriental, y que al ser parte del Sistema, se crea un nuevo punto de entrada de productos, cuya ubicación privilegiada le permitiría suplir los requerimientos, o complementar, la oferta proveniente de cualquiera de las dos refinerías.

Respuesta UPME Palermo Tanks S.A.S :

El plan considera que los almacenamientos estratégicos como medida de confiabilidad proporcionan seguridad de abastecimiento continuo y la conformación de un sistema de suministro flexible al integrarlos con la red de transporte, permitiendo disponer de los refinados en caso de cualquier evento que genere algún tipo falla. Considerando que las fallas se presentan en los sistemas de transporte y en la refinación, sin duda estos almacenamientos deben estar vinculados con los nodos de demanda. Al mismo tiempo, si estos nodos disponen de atributos como elemento diferenciador se acepta el cambio de nodo Baranoa por Barranquilla, en virtud de la posibilidad de recibir producto mediante cualquier modo de transporte ya sea por ducto, terrestre, marítimo y fluvial.

Con respecto a la a ruta de conexión entre las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, el plan realiza el análisis de dos temas fundamentales el abastecimiento y la confiabilidad, los cuales son tratados de manera independiente y posteriormente se consolidan, para obtener una visión integrada del sistema colombiano de abastecimiento a mediano y largo plazo. Como parte de la solución a eventos de falla (en refinación y transporte), es la construcción de los almacenamientos estratégicos, la ruta propuesta para la importación de refinados desde la perspectiva de abastecimiento no es ajena a tales fallas, en consecuencia y bajo la búsqueda de proyectos de mínimo costo que cumplan con los requerimientos de abastecimiento y confiabilidad, el trayecto propuesto para la conexión de las dos refinerías debe omitir cualquier riesgo de falla que pueda ocurrir entre las estaciones Galán y Sebastopol por el efecto sobre de suministro sobre todo el interior del país y para

evitar la concentración del volumen de productos importados por el corredor tradicional desde la costa atlántica hasta Galán.

El activo de transporte entre Cartagena y Sebastopol tiene un uso tanto para el transporte de productos combustibles de importación al centro del país para completar los requerimientos de “abastecimiento” como para el transporte de combustibles en situaciones de “contingencia” por fallas en los sistemas de refinación y/o transporte en el centro del país. En consecuencia el ducto debe servir las dos actividades para evitar la construcción de infraestructura adicional que implicaría duplicar los costos

Comentarios realizados por PETRODECOL S.A

La empresa PETRODECOL S.A pone a consideración de la UPME, los siguientes aspectos relevante en torno al sistema de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo tras la entrada en operación de la Planta de Abastecimiento operada por PETRODECOL en el sur de País, ubicada en el municipio de Tumaco en el Departamento de Nariño, la cual, gracias a nuestros enormes esfuerzos, constituye verdaderamente un activo con capacidad adicional para ser considerado como una planta de almacenamiento estratégico para el Sur del País

La necesidad de considerar este activo como almacenamiento estratégico permite para el sur del País, contar con el producto necesario para evitar desabastecimiento por diferentes variables como lo son los cierres constantes de vías, paros, bloqueos, entre otros factores, todo lo cual se ajusta al actual Plan de Abastecimiento para el Departamento de Nariño modificado mediante 311031 de 29 de diciembre de 2017 expedida por la Dirección de Hidrocarburo, la cual incluye en dicho plan en primer orden de prelación a la Planta de Abastecimiento de Tumaco operada por PETRODECOL como mayorista en los términos de la Resolución No.31787 del 27 de septiembre de 2017 (Anexos). Conforme el Plan de Abastecimiento y considerando las excelentes condiciones operacionales de la Planta operada por PETRODECOL, para el año 2019, serán abastecidos 10.026.000 de galones mensuales en el departamento de Nariño, en promedio 50% Gasolina oxigenada y 50% Biodiesel con la posibilidad de atender en el mediano plazo los departamentos de frontera de Putumayo y Amazonas, desde Tumaco.

La sociedad portuaria TUMACO PACIFIC PORT S.A. TPP -empresa filial de PETRODECOL S.A., tendrá la Capacidad de almacenamiento de 104.000 barriles para el año 2019 y con posibilidad de construir en el área portuaria 280.000 barriles adicionales (área arrendada a Petrodecop por 30 años), para lo cual TPP cuenta con las siguientes aprobaciones respecto de un área total de 36.000 metros de área portuaria.

- PLAN DE MANEJO AMBIENTAL — ANLA — MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, Resolución No.00801 de 13 de julio 2017 modificado para incluir manejo de Hidrocarburos.
- Resolución de Otorgamiento de Concesión Portuaria por la AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA ANI — MINISTERIO DE TRANSPORTE Resolución 0989 de fecha 21 de julio 2017 plazo otorgado de 30 años a S.P.R. TUMACO PACIFIC PORT S.A.
- Contrato de Concesión Portuaria No.002 de 2017 ANI —S.P.R. TUMACO PACIFIC PORT S.A.

Un almacenamiento alterno para abastecer el sur del país desde Tumaco trae consigo los siguientes beneficios, lo cual contribuye a que la función administrativa de distribución de combustibles en Zonas de Frontera a cargo del Estado se ejecute en condiciones de eficiencia:

- Garantiza al sur del país combustible permanente y de reserva a todas las zonas de frontera, así mismo se puede garantizar a los Departamentos Cauca y Huila de ser requerido.
- Los fletes marítimos no afectarían las estructuras de precios actuales con las economías de escala que tiene Petrodecop, adicionalmente puede recibir en contingencias de producto nacional, importaciones de combustibles tramitadas actualmente por Ecopetrol.
- Los paros y bloqueos en la vía panamericana no serían problema para el sur del cauca que se afecta eventualmente con este tipo de contingencias periódicamente.

La distribución desde la Planta de Abastecimiento ofrece al País, ahorros importantes en el control absoluto del contrabando técnico existente entre Valle del Cauca, Cauca y Nariño, que según informes producidos por la Contraloría General de la República de público conocimiento, los estima en más de 4.000.000 de galones mensuales de desvío, que equivalen a más de \$100.000.000.000 al año:

IMPUESTOS POR GALON GASOLINA OX Y BIODIESEL		DESTINACION ILEGAL CONTRALORIA 4.000.000 GALONES	
GASOLINA OXIGENADA			
SUBSIDIO INGRESO AL PRODUCTOR GASOLINA OX	8%	\$ 276,11	
IMPUESTO NACIONAL A LA GASOLINA Y EL ACPM		\$ 469,24	
IMPUESTO SOBRE LAS VENTAS		\$ 837,11	
DIFERENCIA SOBRETASA MOGAS		\$ 715,23	
TOTAL IMPUESTOS POR GALON		\$ 2.297,69	\$ 4.595.380.000,00
BIODIESEL			
SUBSIDIO INGRESO AL PRODUCTOR BIODIESEL	14%	\$ 563,50	
IMPUESTO NACIONAL A LA GASOLINA Y EL ACPM		\$ 439,36	
IMPUESTO SOBRE LAS VENTAS		\$ 826,65	
DIFERENCIA SOBRETASA BIODIESEL		\$ 97,48	
TOTAL IMPUESTOS POR GALON		\$ 1.926,99	\$ 3.853.980.000,00
			TOTAL
SE EVITARÍA CONTRABANDO TECNICO AL ESTADO SEGÚN CONTRALORIA MENSUAL			\$ 8.449.360.000,00
SE EVITARÍA CONTRABANDO TECNICO AL ESTADO SEGÚN CONTRALORIA ANUAL			\$ 101.392.320.000,00

La distribución desde la Planta as Abastecimiento, permitirá al Estado el cumplimiento de la función administrativa de distribución hacia los municipios de zona de Frontera del Departamento de Nariño, ahorrar cerca de 20.000 millones de pesos al año del Presupuesto Anual de la Nación de casi \$60.000 millones de pesos para 2019 que se destinan a compensar el transporte terrestre de Yumbo - Pasto, y que no cumplen con la finalidad para la que dicho subsidio fue creado. Al efectuar la distribución desde la Planta de Abastecimiento en Tumaco, se reduce sustancialmente el número de kilómetros recorridos por transporte terrestre hacia los municipios del Departamento de Nariño conforme la Ley de Fronteras pueda disminuirse al contar el Departamento con su propia planta de abastecimiento y reemplazando el costoso e ineficiente trayecto Yumbo-Pasto

Comparativo compensación del transporte del departamento de Nariño	Km	COMP. x GLN	COMP. KM X GLN
Distancia: Yumbo - Pasto	406	\$411,09	\$1,01
Distancia: Tumaco - Pasto	278	\$281,49	
Diferencia de KM vs Compensación	128	\$129,60	Galones
Ahorro Gobierno Central Compensación Tumaco y Costa x Galón		\$369,98	2.200.000
Ahorro Gobierno Central compensación menos Km Tumaco vs Yumbo x Galón		\$116,64	7.826.000
Ahorro Gobierno Central por menor compensación desde Tumaco (MES)		\$1.726.816.149	10.026.000
Ahorro Gobierno Central por menor Compensación desde Tumaco (AÑO)		\$20.721.793.784	120.312.000

PETRODECOL le ahorra a la nación casi \$50.000 millones al año en la logística que asume hoy el FONDO DE ESTABILIZACION DE PRECIOS A LOS COMBUSTIBLES, por el concepto de transporte por poliductos y cabotaje nacional Cartagena — Pozos colorados de combustibles líquidos que deben trasladar a la Refinería de Barranca para poder abastecer por el sistema nacional de poliductos la demanda del centro y sur del país. Al Petrodecol salir directamente a Puerto de Tumaco ahorra en logística este valor

Anexamos las resoluciones en mención y esperamos que nuestras observaciones sean tenidas en cuenta a fin analizar más en detalle los beneficios de almacenamiento alterno en esta zona del país y beneficiar a Colombia con ahorros estructurales y economías de escala que brinda el cabotaje nacional desde REFICAR al Pacifico Colombiano y sur del país. También anexamos estudio de cerrito capital que es el estudio contratado por el ministerio de minas sobre contrabando técnico.

Respuesta UPME PETRODECOL:

Teniendo en cuenta la entrada en operación de la nueva planta de abasto en San Andrés de Tumaco y bajo la consideración de la regulación establecidas en las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía Nos Resolución 311031 de diciembre de 2017, Resolución 31787 de septiembre de 2017 y 40827 de agosto de 2018,

es una alternativa de abastecimiento para la región que tendrá importante labor en la cadena de distribución de combustibles del sur del país. Si bien, esta infraestructura posibilita el abastecimiento de la región, al estar localizada en un territorio que tiene características especiales de precios por distribuir combustibles para municipios que son catalogados como zona de frontera, evidencia una condición particular. Tal situación se acentúa con la compensación de transporte de que trata el artículo 55 de la ley 191 de 1995, generando asimetrías que a la postre se refleja en el precio al usuario final.

Adicionalmente, la Resolución de MME No 40827 de 2018, señala que dicho ministerio acogerá la estructura de precios más eficientes para los consumidores finales, y que el precio de venta al público no podrá en ningún caso superar el precio máximo de referencia que fije la misma Entidad. En estas condiciones la compensación de transporte arbitra el precio al público estableciendo una diferencia que hace que en la práctica los almacenamientos estratégicos se deban ubicar en zonas que generen los mayores beneficios para los usuarios, además de las economías de escala propias de tales proyectos,

Comentarios Realizados por ORLANDO LAMO

A continuación, se presentan comentarios al Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles a fin de contribuir al desarrollo exitoso del mismo.

Política Pública y Marco Regulatorio:

1. Gestionar para que en el nuevo Plan de Desarrollo 2018 — 2022:

- Se mantenga y mejore en función de las necesidades, como prioridad nacional, la declaración y facultades para: “El Gobierno Nacional a través las autoridades competentes garantizará las condiciones para asegurar la disponibilidad y suministro de combustibles líquidos en el mercado nacional, de manera confiable, continua y eficiente con producto nacional e importado. El Gobierno Nacional garantizará el desarrollo normal de las actividades de refinación, transporte y distribución de combustibles del país, frente a situaciones de hecho o decisiones normativas de carácter local, regional, departamental, nacional que impidan o restrinjan la prestación de este servicio público.”

Igualmente, para que se consideren en detalle acciones que deben adelantarse para garantizar el abastecimiento seguro, confiable y eficiente de combustibles, conforme a los planteamientos del PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS. » Se incorpore la estrategia para revisar el “Sistema General de Precios de Combustibles” y se defina o se dirija la definición de una nueva estructura de precios de combustibles, en particular Ingreso al Productor, que promueva la competitividad.

- Se mantenga el denominado “Margen Plan de Continuidad” con destino a remunerar las inversiones que realicen los diferentes Agentes de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos para desarrollar sistemas de importación, almacenamiento estratégico y transporte de combustibles, que estén cercanos a los principales centros de consumo o conecten los mismos, para mantener reservas que garanticen la confiabilidad en el suministro; debidamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía, conforme a la responsabilidad legal que le corresponde y la Regulación Económica que defina la CREG para asegurarse de remunerar adecuadamente estas actividades.

2. **A nivel de política pública:** proponemos trabajar los siguientes temas estructurales que son inductores de la demanda de combustibles en Colombia y factores clave para su efectiva proyección y atención:

- Diseñar e implementar una política pública integral de movilidad de pasajeros y carga.
- Necesidad de definir una canasta energética objetivo a largo plazo.
- Establecimiento de la Seguridad Energética como política de Estado.
- Disminuir o eliminar la influencia de la estructura de precios de los combustibles en las Finanzas Departamentales y Municipales.
- Impulsar la liberación del mercado de combustibles en el país.
- Establecer políticas que promuevan la inversión privada para el desarrollo de infraestructura en la cadena de valor de los combustibles.

- Dar señales regulatorias sobre la remuneración de las inversiones en la cadena de distribución de combustibles y de la prestación de los servicios.
- Definición e implementación de regulación técnica y económica de transporte de combustibles líquidos por ductos.

Análisis de Abastecimiento — Transporte por Ductos:

3. Consideramos que la Red Nacional de Poliductos, con excepción del Sistema Pozos Colorados - Galán, no está saturada como se concluye en el documento y que el gran esfuerzo a nivel del transporte por ductos no está en la ampliación de sistemas; vemos que con la implementación de esquemas óptimos de operación, gestión estratégica e integral de activos, inversiones de continuidad operativa, uso de reductores de fricción, entre otros, se pueden mejorar los factores de servicio de los sistemas y lograr los incrementos de capacidad moderados, que son los que se requieren para atender la tendencia de incrementos previstos en la demanda de combustibles.

4. En nuestro concepto, en el transporte por poliductos se requiere replantear el negocio, acompañado por la regulación claro está para implementar: Nuevos servicios de valor agregado, redefinición estándares de diseño y prácticas operativas, adecuación del modelo organizacional, eficiencia en gestión de activos y servicios, capacidad de adaptación rápida a cambios en el entorno, identificación y estructuración de oportunidades de negocio a largo plazo, facilidad para celebrar contratos de transporte a largo plazo, sistemas de excelencia en la gestión, exploración de otros mercados y todo esto, acompañado de un efectivo Sistema de referenciación internacional.

5. Poliducto Galán — Lisama — Chimitá: Entendemos que hoy se lleva combustible desde Lisama en camión vía Bucaramanga — Sogamoso - Yopal — Villavicencio, al igual que desde Mansilla hasta Villavicencio para atender consumos del Departamento de Casanare y Meta por ser más económico que el poliducto Galán — Sebastopol - Sutamarchán — Apiay. Consideramos importante revisar esa tarifa para que haya mayores volúmenes rentables por el citado poliducto y con una tarifa razonable se pueda competir con el carro tanque para mejorar en confiabilidad el abastecimiento del Meta y Casanare y disminuir entregas en Lisama para aliviar el sistema y no incrementar la capacidad del Poliducto Galán — Lisama — Chimitá tal y como se plantea en el documento: “la necesidad de ampliar la capacidad del primer segmento de transporte (Galán —Lisama) de manera inmediata”

6. Poliducto Puerto Salgar - Mansilla — Puente Aranda: Proponemos, que antes que incrementar la capacidad del sistema Puerto Salgar - Mansilla, se utilicen las dos líneas existentes en este Corredor, haciendo las adecuaciones en la línea de 8” para poder transportar gasolina, además del volumen de GLP requerido.

A adicionalmente, es importante incentivar el abastecimiento del norte de Bogotá, el norte del Departamento de Cundinamarca y el Departamento Boyacá a través del Terminal Tocancipá, disminuyendo el tránsito de camiones tanque por Bogotá y vías aledañas y además trasladar volúmenes del sistema Puerto Salgar — Mansilla al sistema Sebastopol — Tocancipá, que redunde en confiabilidad del abastecimiento y eficiencia en el transporte, dado que al tener más volúmenes por este sistema, debe como consecuencia tener una mejor tarifa.

7. De redacción en el documento:

Poliducto Puerto Salgar - Cartago: Este segmento de transporte es denominado ODECA y cuenta con cuatro estaciones de bombeo denominadas Puerto Salgar, Mariquita, Fresno y Herveo.

Poliducto Puerto Salgar — Mansilla — Puente Aranda: El subsistema Puerto Salgar - Mansilla — Puente Aranda une las estaciones Puerto Salgar en Cundinamarca y Puente Aranda en Bogotá contando para ello con cuatro estaciones de bombeo intermedias tituladas Guaquero, Villeta, Albán y Mansilla.

Poliducto Medellín — Cartago: La Pintada es un municipio de la República de Colombia, situado en la subregión suroeste del departamento de Antioquia. Limita al norte con los municipios de Fredonia y Santa Bárbara, por el oriente limita también con el municipio de Santa Bárbara; por el sur a su vez con el municipio de Valparaíso y con Aguadas (Caldas); y por el occidente con los municipios de Valparaíso, Fredonia y Támesis. El territorio del municipio es atravesado por el río Cauca.

Análisis de Abastecimiento — Soluciones de Abastecimiento

8. Los planes de infraestructura dan gran relevancia a la interconexión de las dos refinarias a través de ductos. Existen desde hace varios años proyectos estructurados, semejantes a los descritos en el documento, que por su complejidad y costo no han logrado alcanzar su sanción. En nuestro concepto, la creación de nuevos corredores para ductos presenta una gran resistencia social y ambiental y creemos que en el mediano plazo la licencia social para la construcción y operación de ductos tendrá un costo muy elevado para la industria. En este caso, proponemos el máximo aprovechamiento de los corredores y sistemas existentes, dar mayor relevancia a los puertos en el Caribe y optimizar la logística de importación utilizando ductos y transportes alternativos, que puedan manejar simultáneamente otro tipo de carga como es el caso del transporte por ferro tanques y el fluvial.

9. Referente a la actualización tecnológica de la refinaria de Barrancabermeja, es un tema de gran complejidad política, económica y además técnica. Su análisis, debate, estructuración, sanción y desarrollo, si se da, llevará más tiempo que de hoy hasta el 2023, motivo por el cual consideramos prudente estructurar un plan para atender los incrementos previstos en la demanda nacional de combustibles, no solo en eventos de crisis sino en condiciones normales. Es así como la importación de crudos livianos para la dieta de la refinaria de Barrancabermeja, la internación de combustibles de Reficar o la importación de estos es una prioridad nacional. Confiabilidad:

10. Es importante incluir en el concepto de confiabilidad del abastecimiento a la red de distribución mayorista y minorista por su actual responsabilidad y valor agregado con inventario, infraestructura y logística para llegar al consumidor final con los productos en calidad y cantidad. Proponemos redactar así: *La confiabilidad es la capacidad del sistema de oferta de petróleo y productos combustibles, tanto de producción propia como importada, del Sistema de oleoductos y poliductos y la red de distribución mayorista y minorista de combustibles, para atender la demanda nacional de combustibles a mediano y largo plazo a fin de hacerle frente a fallas o interrupciones prolongadas en los elementos del sistema de entrega de petróleo y combustibles principalmente en el transporte y en la operación de las refinarias de Barrancabermeja y Cartagena.*

11. En esta materia, otro punto fundamental es la construcción de nuevo almacenamiento estratégico en el Caribe Colombiano (Puerto de Importación de Combustibles), Zona Central (Sebastopol) y Zona Occidente (Cartago - Yumbo), conectado al Sistema Nacional de Poliductos. Adicional a la ampliación de capacidad de almacenamiento en estas áreas, se requiere disponer allí de los combustibles físicos a cargo de los diferentes Agentes de la Cadena responsables normativamente por dichos inventarios.

12. En cuanto al abastecimiento y su confiabilidad, efectivamente, históricamente en Colombia no hemos padecido un desabastecimiento de combustibles, pese a que en los últimos 40 años sí se han presentado fallas importantes en el sistema de refinación e incluso en los sistemas de transporte, tanto por causas técnicas como por causas exógenas tales como atentados, hurto de combustibles, huelgas, protestas de gremios, comunidades y trabajadores, eventos en los cuales tanto el Ministerio de Minas y Energía, Fuerza Pública, Ecopetrol y Distribuidores Mayoristas y Minoristas han reaccionado de manera oportuna para evitar desabastecimientos. No obstante, lo anterior hay muchas lecciones aprendidas de esos múltiples eventos, especialmente en materia de eficiencia, que hoy, en la elaboración de este Plan sería muy importante capitalizar, pues en esos momentos ha sido cuando la industria más ha sentido la necesidad de contar con un Plan Estructurado de Confiabilidad de Abastecimiento de Combustibles.

Confiabilidad, Fallas en la Operación de Refinerías:

13. La refinaria de Barrancabermeja también puede ser alimentada, aunque en menor cantidad hoy en día, desde la Planta Ayacucho con crudos provenientes de campos atendidos por el Oleoducto Bicentenario y el Oleoducto Caño Limón Coveñas, conformando un sistema de anillo que le permite algunas mejoras en materia de confiabilidad en su logística de aprovisionamiento. Con infraestructura existente y con una inversión moderada, se puede ampliar el sistema desde la Planta Ayacucho hasta la Planta Galán, que además de apoyar la mejora de la confiabilidad actual de aprovisionamiento de la refinaria de Barrancabermeja, se requiere para un posible proyecto de importación de crudos livianos para la misma refinaria.

14. El cabotaje hasta Pozos Colorados y la internación por este puerto al centro de país es una conexión operativa entre las dos refinerías, que puede ser más económica y efectiva que mantener una línea para operar solo en caso de contingencia. La solución completa y más eficiente para el país, teniendo en cuenta las restricciones impuestas por El Distrito Turístico de Santa Marta, es contar con un puerto alternativo a Pozos Colorados, conectado al poliducto Pozos Colorados — Galán y sistemas alternativos de transporte y en función de las necesidades y en virtud del tiempo, desarrollar la expansión de la capacidad del citado poliducto.

15. Un aspecto también muy importante y que queremos resaltar está relacionado con la proyección de requerimientos de diluyentes para crudos pesados. Nos parecen un tanto conservadores frente a las necesidades estimadas, teniendo en cuenta los nuevos pronósticos de precios internacionales del petróleo, las reservas de crudo existentes en el país mayoritariamente de pesados y la posibilidad de incrementar la producción y realización de estas. Con base en lo anterior, consideramos debe ajustarse la estimación de importación de diluyentes que incidirán en la ocupación de las capacidades de los sistemas de importación y transporte de combustibles.

Respuesta UPME ORLANDO LAMO:

Entendiendo la necesidad de garantizar el abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos a la luz de la seguridad energética, fue que se propuso esquemas para identificar y manejar riesgos tanto en suministro como en transporte debido a la evolución del país hacia la posición de importador neto de combustibles en volúmenes crecientes en el tiempo lo que sugiere cambios importantes frente a la situación actual. Sin embargo, los esquemas para su implementación y los mecanismos de su desarrollo son competencia de otras entidades que ya conocen su contenido y propuestas centrales para que se tomen las decisiones pertinentes.

En lo relacionado con las propuestas de política pública, no solo serán consideradas en el documento del plan de abastecimiento, sino que por su importancia también serán tomadas en cuenta en la elaboración del Plan Energético Nacional en razón a la trascendencia de la interacción entre sectores, fuentes y por la transversalidad con las distintas dimensiones, relacionadas con el sistema energético.

En cuanto al transporte por ductos se analizarán cada una de las observaciones y las que le sean aplicables siempre que estén en correspondencia con consideraciones técnicas, económicas, ambientales y de minimización de riesgos de concentración de todo el flujo de combustibles hacia el interior país en un único sistema de transporte, serán incluidas dentro los cambios y de igual forma los comentarios de redacción. Sobre transporte multimodal se realizará el respectivo estudio y aquellos modos que cumplan con los requerimientos que exige la estructura de abastecimiento y confiabilidad en el suministro y transporte de petróleo y de combustibles líquidos ante diferentes escenarios de oferta y demanda y bajo distintas contingencias, serán incorporados y se efectuarán las recomendaciones del caso.

Sobre la necesidad de actualizar tecnológicamente la refinería de Barrancabermeja es urgente que el gobierno nacional tome la decisión en virtud de ser el dueño mayoritario de ECOPETROL para evitar riesgos futuros de desabastecimiento por la calidad de los productos que produce que son divergentes de las exigencias ambientales nacionales y riñen con los objetivos del desarrollo sostenible, donde Colombia elevó su cumplimiento a obligatorio vía Ley.

En términos generales, la normatividad vigente en nuestro país obliga a explotadores de petróleo crudo, a refinadores, a distribuidores de combustibles líquidos derivados del petróleo y a los productores de biocombustibles a atender preferentemente las necesidades del país. La definición como servicio público de las diferentes actividades de producción y distribución de los combustibles líquidos, así como el régimen sancionatorio establecido para los agentes de la cadena, refuerza el espíritu de las normas que es asegurar el abastecimiento interno de combustibles para satisfacer las necesidades del país. La confiabilidad en el abastecimiento

En relación con la integración de la distribución minorista dentro del concepto de confiabilidad, esta institución lo considera deseable, sin embargo dado que la normatividad sobre distancias que deben existir entre los tanques que almacenan líquidos inflamables y combustibles en las estaciones de servicio con respecto a los linderos de

los predios vecinos lo define cada oficinas de planeación municipal, distrital o metropolitana, o las autoridades que hagan sus veces, no permite unificación de criterios sobre tales aspectos . En tal sentido y en virtud de que las actividades que incrementan confiabilidad es la conexión directa con su proveedor o aumento de los volúmenes almacenados, es factible que los resultados finales no provean soluciones buscadas, por cuanto es inviable la conexión de las estaciones de servicio con las plantas mayoristas y en el caso de incremento del almacenamiento dentro de zonas urbanas genera una fuente de riesgo adicional para las áreas adyacentes, por lo que esta solución no es ni técnica ni económica, ni ambientalmente.

Dentro del modelo de simulación del upstream utilizado para el análisis están incluidas las posibles rutas de abastecimiento de la refinería de Barrancabermeja, acorde con la situación actual y futura de suministro de crudo tanto de origen nacional como de producto importado. Lo anterior, sin mencionar las opciones de los distintos modos de transporte adicional a los ductos para movilizar los volúmenes de crudo liviano que permitan completar la dieta de la refinería.

Es de mencionar que la propuesta de una nueva ruta de transporte para internación de la creciente demanda productos refinados, sirve los dos propósitos de abastecimiento y confiabilidad, razón por la cual la nueva infraestructura siempre estrá operando, salvo las interrupciones propias para mantenimiento. Como propósito final se busca la construcción de una red enmallada que evite los efectos adversos de una red radial.

Por último, los volúmenes de diluyente requeridos para la operación son proporcionales a los volúmenes de crudo pesado producido y las condiciones de operación de cada oleoducto, tema que fue tratado con el operador de tal infraestructura.

Comentarios realizados ACP

Planteamos nuestras dudas y recomendaciones sobre el Plan de Abastecimiento de Combustibles Líquidos

1. Proyecciones de precios

- Coincidimos en que se debe establecer una política de precios que permita la competencia en todas las actividades de la cadena de distribución. Con ese propósito, el IP para la gasolina, el ACPM y el Jet A1, deben tener como referente el precio paridad de importación. Esto: (i) garantizaría el abastecimiento, (ii) promovería la entrada de nuevos agentes, (iii) fomentaría la necesaria inversión en refinación para mejorar la calidad de los combustibles, y muy importante, (iv) frenaría el crecimiento insostenible del déficit del FEPC que para el año 2017 estimamos en 9 billones de pesos.
- Actualmente, el lento reconocimiento a refinadores e importadores de su costo de oportunidad a través del FEPC, no permiten impulsar inversiones en refinación, ni la entrada de nuevos agentes en el suministro de combustibles.
- En pro de una mayor competencia en el país proponemos llevar los IPs *a paridad importación en el corto plazo, y liberarlos en el largo plazo.*
- En línea con lo anterior, recomendamos a la UPME evaluar los impactos que tendría esta medida (IP paridad importación) en la demanda, en la sustitución de combustibles líquidos, y en los subsidios que hoy se otorgan a través del FEPC.

2. Balances oferta-demanda

En cuanto a los balances nacionales y regionales la recomendación es diferenciar en las gráficas 6-2 y 6-3 la oferta de biocombustible, de manera que el déficit o excedentes correspondan únicamente al combustible fósil. En cuanto a las gráficas 6-2 de los balances a nivel nacional, se observa que las curvas de demanda de Gasolina y ACPM no coinciden con las proyecciones de demanda del escenario base de las gráficas 5-16. Sugerimos revisar esta información, de manera que el déficit identificado en los balances esté en línea con las importaciones que se registran posteriormente en la gráfica 6-6.

Proponemos, como se comentó en la reunión, tener en cuenta al momento de determinar la necesidad futura de importaciones, las limitaciones que puedan estarse presentando en la oferta local, sobre su capacidad teórica de producción, por temas de calidad de los combustibles.

3. Ampliaciones Capacidad Poliductos

Respecto a las ampliaciones operacionales al sistema de poliductos recomendadas en la Tabla 7-2, de las que se destacan como prioritarias las correspondientes a los tramos Cartagena — Baranoa, Galán — Lisama, Salgar — Mansilla, Salgar — Manizales, y Manizales — Pereira; surgieron los siguientes comentarios:

- Coincidimos en la necesidad de ampliación del poliducto Galán — Chimitá.
- Recomendamos revisar la ampliación Salgar — Mansilla dada la capacidad disponible en el poliducto Sebastopol — Tocancipá.
- En lugar de lo propuesto para los tramos Salgar — Manizales — Pereira sugerimos evaluar mejor la posibilidad de ampliar el trayecto Sebastopol — Medellín.
- De continuar siendo la tarifa del tramo Cartagena — Baranoa superior al costo de transporte por carrotaque, posiblemente no será necesaria la ampliación de capacidad propuesta para este trayecto.
-

4. Proyectos para abastecimiento y confiabilidad

Frente a la propuesta de construir un nuevo poliducto por la ruta Cartagena — Coveñas — Sebastopol, con capacidad de internar hasta 188 kbd de combustibles como proyecto prioritario para abastecimiento y confiabilidad, los comentarios son:

- Coincidimos en la necesidad de diversificar las alternativas de internación de combustibles en función de garantizar abastecimiento y confiabilidad en el suministro.
- La ruta recomendada Cartagena — Coveñas — Sebastopol claramente tiene ventajas importantes: (i) se ahorrarían costos y trámites de tipo ambiental al aprovechar los derechos de vía de los oleoductos, (ii) conecta al sistema de poliductos el puerto de importación de Coveñas, y (iii) descongestiona el tramo Galán — Sebastopol que hoy mueve alrededor del 70% de la demanda nacional.
- Sin embargo, con el ánimo de flexibilizar la logística, aprovechar infraestructura existente y generar competencia en el mercado, proponemos incluir la alternativa de transporte multimodal (fluvial — poliducto) que puede conectar Cartagena por el río Magdalena a segmentos del poliducto Pozos Colorados — Galán. Sobre el particular es importante mencionar que durante los últimos 2 años se han distribuido, en operaciones análogas a la función de los poliductos, cerca de 11 millones de barriles de fuel oil en la dirección Barrancabermeja- Cartagena, 5 millones de barriles de crudo en la dirección Barrancabermeja-Cartagena y 3.4 millones de barriles de nafta en la dirección Cartagena-Barrancabermeja. Cifras que pueden ser incrementadas dada la elasticidad del sistema y las próximas adecuaciones que serán realizadas en el canal navegable por parte del Gobierno Nacional.
- Recomendamos por tanto se incluya en el plan el análisis y evaluación económica de esta alternativa, que consideramos puede ayudar a disminuir los requerimientos de inversión y fomentar competencia.
- Por otra parte, consideramos pertinente incluir dentro de las recomendaciones regulatorias la necesidad de establecer libre acceso a la infraestructura de importación de Pozos Colorados, Coveñas y/o Cartagena (en el caso que llegue a presentarse) con el fin de facilitar o promover la entrada de nuevos agentes a la actividad de importación.

Respecto a la propuesta de desarrollar inventarios estratégicos conforme a la distribución planteada en la tabla 8-3, recomendamos:

- Revisar y confirmar si los requerimientos de 20 días propuestos en Sebastopol y Lisama corresponden a días de producción de la Refinería de Barrancabermeja o días de la demanda agregada en cada uno de estos puntos. Dado que el objetivo es respaldar la demanda frente a situaciones críticas, recomendamos definirlo de manera que la totalidad del almacenamiento estratégico del país efectivamente equivalga a 25 días del consumo nacional. Esto implicaría revisar la definición de los 20 días en Sebastopol y Lisama, y de igual forma los 20 días propuestos para la zona norte.
- Explorar la posibilidad de aumentar los requerimientos de inventarios estratégicos en los terminales de Yumbo y Neiva, por estar distantes a la fuente de suministro, y de Tocancipá, por su cercanía a Bogotá que es el mayor centro de consumo.
- Incluir dentro de los análisis la necesidad puntual de contar con almacenamientos estratégicos de Jet A1 en el aeropuerto El Dorado.
- Incluir dentro de estos análisis la posibilidad que el sistema multimodal sirva como alternativa de transporte para alimentar, reponer o rotar los inventarios estratégicos.

- Recomendamos para la distribución de los inventarios estratégicos considerar que Barrancabermeja ya cuenta con una capacidad de 850.000 barriles en los terminales fluviales para el almacenamiento de crudo y diluyente.
- Sugerimos evaluar la necesidad de contar con inventarios estratégicos de crudo para la carga de las refinerías.

Estamos de acuerdo con el esquema propuesto para el desarrollo de esta infraestructura de abastecimiento y confiabilidad. Es decir, que sean asignados mediante procesos competitivos dando oportunidad a nuevos agentes especialmente en la actividad de transporte por poliducto y/o multimodal, y que su remuneración sea a través del margen plan de continuidad. Promover competencia en el suministro de combustibles es también una forma de aumentar la confiabilidad. Hoy el suministro de gasolinas, ACPM y Jet fuel dependen prácticamente de un solo agente, y un esquema de suministro con mayor número de actores sin duda el riesgo de desabastecimiento.

5. Recomendaciones respecto al NESO (National emergency strategy organisation)

- Para la implementación y puesta en marcha de los proyectos del plan de abastecimiento, permitiendo la participación en competencia de todos los agentes, vemos necesaria la creación de la NESO colombiana como entidad gubernamental independiente.
- Recomendamos que, para la definición de su estructura y funciones, se efectúen talleres de discusión con la participación del Gobierno y todos los agentes de la cadena de distribución.
- Como lo expresamos en las reuniones, valoramos el trabajo adelantado por la UPME y consideramos que es urgente para el sector implementar y llevar a la práctica sus recomendaciones.
- En resumen, consideramos que el abastecimiento confiable de combustibles líquidos se garantizará: promoviendo regulatoriamente la competencia a lo largo de toda la cadena de distribución, diversificando las opciones de suministro (número y tipo de agentes, puertos de importación, alternativas de internación, medios de transporte, etc.), desarrollando oportunamente los proyectos de infraestructura propuestos de transporte y almacenamiento estratégico, y creando una estructura eficiente para inicialmente asignar y ejecutar los proyectos de manera competitiva, y posteriormente coordinar la operación y atención de situaciones de emergencia.

Respuesta UPME ACP:

Teóricamente los efectos generados por un esquema de precios paridad de importación se ven reflejados en la respuesta de la demanda. Estudios realizados muestran que Diésel y la gasolina en nuestro país se comportan como bienes inelásticos, debido a la fuerte dependencia que tiene la economía del país con el transporte en tanto que el gas natural vehicular comporta como un bien elástico. Por otra parte, en las metodologías para determinación del comportamiento futuro de la demanda, el precio es un elemento fundamental que permite simular la preferencia de los usuarios, con lo cual la estimación de la demanda incorpora el comportamiento de los precios. Sin embargo, el tema será considerado de manera en un estudio que se realizará sobre las políticas de los precios de la energía en nuestro país

En lo relacionado con los balances nacionales y regionales se acepta la recomendación, aclarando que el déficit presentado las gráficas 6-2 y 6-3 que se presenta ahora, corresponden únicamente a la porción de fósil. Igualmente, los balances de transporte, si se considera la porción de biocombustible que sale de las refinerías, en el caso particular de biodiesel. Por lo anterior, los valores de la estimación de demanda presentados en la gráfica 5-16 son concordantes con la información presentada en las gráficas, 6-1,6-2 ,6-3 y 6-6.

Sobre las necesidades de ampliación de capacidad de poliductos se evaluará cada una de las observaciones y las que le sean aplicables serán consideradas, siempre que estén en correspondencia con parámetros técnicos, económicos y ambientales utilizados dentro del estudio.

El desarrollo del transporte multimodal es importante por su impacto social y económico, especialmente en regiones donde la provisión de infraestructura terrestre se dificulta debido a la geografía propia de cada región y evidentemente los ríos navegables constituyen una oportunidad fundamental como vías para el traslado de

mercancías, pasajeros, etc, complementando otras formas de movilidad que permiten importantes eficiencias económicas. Es importante desde una óptica de comercio exterior, potencializar el río Magdalena como corredor logístico intermodal estratégico que acople de forma integral orígenes y destinos en aspectos físicos y funcionales como la infraestructura de transporte

En tal sentido, es necesario recordar que los medios de transporte utilizados para movilizar petróleo, nafta y otros derivados del petróleo, ya sea desde el interior o hacia el interior del país, se encuentran descritos el Artículo 2.2.1.1.2.2.3.85 del Decreto 1073 de 2015 y es discrecional de los agentes utilizar el que más le convenga, siempre que cumplan con las normales legales establecidas para cada uno de estos. Desde luego que si resulta más favorable desde la perspectiva técnica, económica, ambiental y social para los remitentes hacer uso de un modo de transporte distinto al de ductos, lo pueden hacer. Sin embargo por razones ambientales, de seguridad para las personas, confiabilidad, costos, flexibilidad, continuidad, y condiciones de mercado, la UPME recomienda que las operaciones de transporte de gasolina, ACPM y Jet -combustibles líquidos de mayor demanda en el país- sean movilizados por ductos.

En lo relacionado con los almacenamientos estratégicos presentados en la tabla 8-3 del documento, es de aclarar que la propuesta considera 5 días de almacenamiento obligatorio de cada nodo y 20 de almacenamiento estratégico de la demanda nacional que se concentran en los nodos Cartagena, Barranquilla, Sebastopol y Lisama. Los días de almacenamiento estratégico obedecen al tiempo estimado que tomaría ubicar producto importado en el extremo del sistema como es Yumbo, valor recomendado por la Agencia Internacional de Energía para el caso colombiano y que es explicado dentro del documento del Plan numeral 8.2.2.

El plan incluye el análisis almacenamientos estratégicos de combustibles líquidos y no de crudo, en virtud de que el país es autosuficiente en esta materia hasta el año 2026, a más de que la refinería cuenta con almacenamientos que superan los ocho días de su operación, lo que permite actividad continua de las refineries aún en casos de fallas de transporte o de producción de algunos campos. Así mismo, el plan no considera almacenamientos estratégicos de diluyentes. Sobre la necesidad puntual de contar con almacenamientos estratégicos de Jet A1 en el aeropuerto El Dorado, se evaluará la propuesta.

En cuanto a las recomendaciones de carácter regulatorio, estas deberán ser presentadas a las autoridades competentes una vez se expida los lineamientos de política en materia de seguridad de abastecimiento y confiabilidad y se definan criterios para la coordinación sectorial y se promulgue la reglamentación específica.

Comentarios realizados por CENIT

Se presentan los comentarios y planteamientos de Cenit al borrador del documento, mencionando los comentarios generales al mismo, y posteriormente los comentarios en detalle, enumerados de acuerdo con el orden del documento:

- ❖ En el modelamiento de las cadenas de suministro de petróleo y combustibles líquidos, sugerimos a UPME tener en cuenta una aproximación más real a la operación actual del sistema colombiano de oleoductos, desde los campos de producción hasta las refineries o exportación, misma consideración para el sistema nacional de poliductos, donde se hace necesario simular la operación al detalle desde los puntos de refinación hasta los puntos de demanda.
 - Aspectos ya comentados con la Unidad no se vieron replicados en la simulación del ejercicio planteado en el Plan; por ejemplo, algunas restricciones de infraestructura para la evacuación de ciertos crudos como el proveniente de Rubiales, que no es posible transportarse a través del corredor norte.
 - Importante revisar en conjunto los Nodos de agregación para producción de crudo (23 nodos) y los supuestos definidos por la Unidad para su designación. Ejemplo, Nodo Apiay, sugerimos se cambie por el Nodo Monterrey, adicionalmente se debe tener en cuenta la inclusión del nodo de San Fernando y que el Oleoducto de los Llanos (ODL) llega a Monterrey y Cusiana.
 - Se solicita igualmente revisar en conjunto los Nodos propuestos en Poliductos (15 nodos) con el objeto de que estén alineados con el proceso operativo del Sistema Nacional de Poliductos. En esto, Cenit ofrece el apoyo para completar el análisis de la simulación de la operación del sistema de poliductos.

- Además de las restricciones operativas, es importante tener en cuenta las mismas desde el punto de vista contractual y comercial, que están presentes para el uso de los sistemas; por tanto, se hace necesario evaluar la pertinencia de incluir, por lo menos, algunos supuestos macro al respecto, que permitirían simular de una manera más acertada la realidad operativa de los poliductos y oleoductos.
- ❖ En la decisión de asumir el escenario bajo de producción de crudo, creemos que, dadas las señales actuales de precio del crudo de corto y mediano plazo, e inversión extranjera directa, sugerimos trabajar con los supuestos del escenario medio de producción petrolera que se plantea en el documento.
- ❖ Entendemos que se utilizaron las proyecciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), que son las estadísticas oficiales en cuanto a la producción de crudo país para el escenario base. Sugerimos actualizar el informe con las proyecciones oficiales de la ANH disponibles al corte a julio 2018, ya que estas incluyen cambios significativos en la curva producción país, respecto de las que se tenían a finales de 2017.
- ❖ En la simulación desplegada por la UPME, se trabajó con el supuesto de que: “la medida de viscosidad máxima que asegura fluidez de los crudos por ducto es de a 300 cSt o centistokes, equivalente a un valor de “API de 20” (página 146). Entendemos que no se tuvo en cuenta el proyecto de transporte de crudos pesados, mediante el cual, se intervino la infraestructura de los oleoductos OCENSA, ODC, Apiay-Porvenir y Puerto de Coveñas, para reducir costos de operación, y optimizar la evacuación de este tipo de hidrocarburos, que representa cerca de 50% de la producción del país y la mitad de las reservas petroleras descubiertas. Este Proyecto que entró en operación en segunda etapa en abril de 2017, permite transportar crudos extrapesados con viscosidad de 600 cSt, (anteriormente se permitían crudos de máximo 300 cSt), desde los Llanos Orientales hasta Coveñas.
- ❖ Sugerimos revisar la premisa utilizada para la secuencia de carga de oleoductos, pues CENIT con el fin de maximizar su capacidad de transporte, elige la opción operativa más conveniente que no siempre de ciñe a los supuestos trabajados por la UPME.
- ❖ En términos generales sobre las propuestas planteadas y los escenarios de abastecimiento y confiabilidad, Cenit respetuosamente solicita analizar en conjunto el detalle de los supuestos y análisis de viabilidad técnica, ambiental y económica que se tuvieron en cuenta para el diseño de las propuestas; en el pasado, Cenit ha analizado las opciones planteadas en el estudio, concluyendo que algunas de ellas, tienen altos impactos socioambientales que descartarían de facto su implantación. Por ejemplo, escenarios posibles como la entrada por Buenaventura se puede evaluar cómo posibilidad de ingreso, y el uso del Río Magdalena pensando en la sostenibilidad para importación de la Refinería de Barrancabermeja.
- ❖ Respetuosamente sugerimos revisar el alcance y cobertura de proyectos bajo el esquema de “margen plan de continuidad” que la UPME ha planteado como ideal para remunerar los activos y los proyectos de confiabilidad -que permitan asegurar y garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos-; consideramos que, al incluir los proyectos de abastecimiento se desconoce la responsabilidad e interés que tiene el transportador en desarrollar estas expansiones; es claro que lo que se debe asegurar, es la remuneración de éstas por parte de la Regulación.

Comentario Cenit: Debería hacerse mención a seguridad física en los sistemas, de lo cual no se hace mención.

6. Numeral del documento 5.2. Distribución de la Producción por Nodos.

En el texto pág. 146: “Si los “API de la mezcla es inferior a 20”API, se determina el volumen de disolventes necesario para llevar la calidad de la mezcla hasta 20”API a fin de viabilizar su transporte por el sistema de oleoductos (la medida de viscosidad máxima que asegura fluidez de los crudos por ducto es de a 300 cSt o centistokes, equivalente a un valor de “API de 20). Luego se determina el volumen total y calidad final de la nueva mezcla incluido el diluyente si ello es necesario”.

Comentario Cenit: Creemos que es importante tener en cuenta que para valores menores a 20”API no necesariamente se realizan mezclas con diluyente para mejorar la viscosidad. Las especificaciones de transporte para 300 cSt Y 30°C corresponden en promedio a 18 “API.

7. Numeral del documento 5.2.2 Nodo Porvenir.

En el texto pág. 147: “Este sistema recoge la producción de los Nodos Arguaney y Santiago y eventualmente puede transportar crudos desde Porvenir, donde llegan crudos de Apiay y Rubiales. Por simplicidad en el análisis, solamente se habilitó el envío de las producciones de Arguaney y Santiago hacia Banadía. Si el sistema se llena, los saldos se envían por la ruta original a Porvenir. Cuando las producciones disponibles exceden la capacidad del oleoducto, es necesario diseñar una secuencia de carga del oleoducto, con el fin de maximizar su capacidad de transporte así: 1- producción del Porvenir, 2- producción de Arguaney, 3- producción de Santiago, 4- producción de Apiay y 5- producción de Rubiales”.

Comentario Cenit: Como lo manifestamos en los comentarios generales, creemos que es importante revisar y ajustar con el equipo de programación de Cenit las distribuciones de los nodos. Para ampliar, no existe producción del Porvenir, luego no es claro a que hace referencia, se refiere esto a: ¿despachar de los tanques de la Planta?, si es así este se tomaría como un nodo de transporte, donde se deben definir los aferentes y su ocupación; adicionalmente, no se especifica el nodo de Cusiana Orensa, que es importante tener en cuenta.

8. Numeral del documento 5.2.2 Nodo Porvenir.

En el texto pág. 147: “La priorización se basa en el principio de que mientras más livianos sean el crudo, mayor capacidad se obtiene del oleoducto. Por lo tanto, se procede a cargar primero las corrientes de mayor *API y luego las menos livianas. Una vez cargado el crudo del área del Porvenir, se calcula la capacidad remante de transporte y si se copa sin requerir ampliación futura, los volúmenes excedentes son conducidos vía carrotanque”.

Comentario Cenit: Consideramos importante también, revisar y ajustar con el equipo de programación de Cenit, el esquema de funcionamiento y operación del llenado de línea. Existe una secuencia de bacheo que protege los crudos livianos de los crudos pesados separados por un búfer. Se adjunta para revisión y ajuste en los parámetros de la simulación el archivo Excel € TABLA CALIDADES Y BACHEO OLEODUCTOS Propuesta Parámetros Control 220818.xlsx, donde se evidencia la Tabla de bacheo típico por sistema.

9. Numeral del documento 5.2.4 Nodo CIB (Refinería de Barrancabermeja).

En el texto pág. 148: “La totalidad de la carga de crudos la recibe desde Coveñas por el Oleoducto Coveñas Cartagena. Al igual que Barrancabermeja, la refinería se carga permanente a su máxima
Por otra parte, sugerimos sean tenidos en cuenta los siguientes puntos en los que creemos que debería tener ajustes el documento:

1. Numeral del documento 2.2.7 Transporte.

Comentario Cenit: Se sugiere actualizar la Tabla 2-2 Características del sistema de transporte de productos refinados, en especial en el apartado de capacidades. Cenit adjunta a esta comunicación el archivo ExcelO llamado: Capacidades poliductos UPME septiembre 14 2018.xlsx

2. Numeral del documento 2.2.7 Transporte.

En el texto pág. 105: “Usualmente hay separación física entre los diferentes productos los cuales se transportan bajo la modalidad de “baches”. Si ocurre mezcla de productos adyacentes produciendo una interface denominada frente de contaminación, en las instalaciones de recibo este frente de contaminación se retira de la tubería y se segrega para prevenir la contaminación de los productos. Posteriormente, estos volúmenes se envían a tanques de aquellos productos que, dadas sus especificaciones, pueden asimilarlo sin riesgo de alterar su calidad”.

Comentario Cenit: En la red de poliductos actualmente no se utilizan separadores físicos, en el esquema de bacheo que actualmente se desarrolla en la red de poliductos no se generan frentes de contaminación; proponemos el siguiente texto como ajuste: “En la red de poliductos se transportan productos de diferentes calidades con el esquema de bacheo, utilizando en la mayoría de los sistemas un producto separador denominado cuña cuyas calidades son compatibles con los productos adyacentes, lo que permite distribuir dicha cuña en los tanques de recibo de los productos”.

3. Numeral del documento 2.2.7 Transporte.

En el texto pág. 105: “Si ocurre mezcla de productos adyacentes produciendo una interface denominada frente de contaminación, en las instalaciones de recibo este frente de contaminación se retira de la tubería y se segrega para prevenir la contaminación de los productos. Posteriormente, estos volúmenes se envían a tanques de aquellos productos que, dadas sus especificaciones, pueden asimilarlo sin riesgo de alterar su calidad”.

Comentario Cenit: La interface es una mezcla de hidrocarburos adyacentes que se presenta por la hidráulica de los sistemas. Las interfaces son manejadas hacia los productos teniendo en cuenta los parámetros de calidad y los volúmenes mínimos requeridos para la neutralización.

4. Numeral Del documento 2.2.7 Transporte.

En el texto pág. 105: “Solo dos líneas son de terceros y movilizan productos refinados entre Cartagena y Baranoa y la que comunica a Medellín con Rionegro”.

Comentario Cenit: El ducto Cartagena - Baranoa es propiedad de Cenit; sólo la línea que comunica a Medellín con Rionegro pertenece a un tercero.

5. Numeral del documento 5.1. Escenarios de Oferta de Petróleo.

En el texto pág. 137: “Las variables críticas incluyeron: i) precio internacional del crudo, ii) potencial de crudos pesados, iii) potencial de recursos no convencionales; hallazgos de crudos convencionales; iv) mejoramiento del factor de recobro; v) términos fiscales; vi) conflictividad social; vii) licenciamiento ambiental: viii) seguridad jurídica y ix) infraestructura de transporte”.

Capacidad, independiente de los escenarios de demanda de combustibles. En caso de que la producción nacional de crudo disponible en Coveñas resulte insuficiente, la Refinería completa su carga con crudos importados por Coveñas.”

Comentario Cenit: Entendemos que la carga de la refinería de Cartagena está compuesta por el crudo nacional disponible en Coveñas, el crudo importado que recibe en los muelles de la misma refinería y en caso de ser necesario, se importa por Coveñas.

10. Numeral del documento 5.2.6 Nodo Coveñas.

En el texto pág. 149: “El Nodo Vasconia es de especial importancia porque, además de los crudos del área, recibe los del Valle Superior del Magdalena y Llanos, (Nodos Porvenir y Tenay) y los distribuye entre la refinería de Barrancabermeja y el puerto de Coveñas a través de los sistemas Vasconia Coveñas Oleoducto de Colombia (ODC), Vasconia Coveñas Oleoducto Central (OCENSA) y Vasconia Galán, vía refinería”.

Comentario Cenit: Es importante indicar el papel de Cenit en este nodo. Proponemos el siguiente texto alternativo: “El Nodo Vasconia es de especial importancia porque, además de los crudos del área, recibe los del Valle Superior del Magdalena y Llanos, (Nodos Porvenir y Tenay) y los distribuye entre la refinería de Barrancabermeja a través del sistema Vasconia Galán (Cenit) y al puerto de Coveñas a través de los sistemas Vasconia Coveñas Oleoducto de Colombia (ODC) y Vasconia Coveñas Oleoducto Central (OCENSA)”. Subrayado propio para denotar la inclusion sugerida.

11. Numeral del documento 5.2.6 Nodo Coveñas.

En el texto pág. 149: “Este Nodo recoge la producción nacional con excepción del área de Orito y la carga de refinería de Barrancabermeja. A Coveñas llegan los Oleoductos de Ayacucho-Coveñas, Bicentenario, Vasconia-Coveñas ODC y Vasconia-Coveñas OCENSA, y producción local. Su prioridad es cargar la Refinería de Cartagena, con crudos recibidos o con importaciones de requerirse”.

Comentario Cenit: No es claro la denotación de producción local, dado que el ingreso al nodo es por los sistemas mencionados. Este nodo realiza las exportaciones de crudo y en la caracterización no lo mencionan. Proponemos el siguiente texto alternativo: Este Nodo recoge la producción nacional con excepción del área de Orito y la carga de refinería de Barrancabermeja. A Coveñas llegan los Oleoductos de Ayacucho-Coveñas, Bicentenario, Vasconia-Coveñas ODC y Vasconia-Coveñas OCENSA, y producción tosa!. Su prioridad es cargar la Refinería de Cartagena, con crudos recibidos o con importaciones de requerirse. Este nodo realiza la mayoría de las exportaciones de crudo del país.

12. Numeral del documento 5.2.6 Nodo Coveñas.

En el texto pág. 149: “Este Nodo recoge la producción nacional con excepción del área de Orito y la carga de refinería de Barrancabermeja”.

Comentario Cenit: El Nodo Coveñas no recoge la carga de la refinería de Barrancabermeja, precisar si se refiere a la carga de la refinería de Cartagena.

13. Numeral del documento 5.2.7 Nodo Cartagena.

En el texto pág. 149: “La Refinería de Cartagena carece de producción en su área. La totalidad de la carga de crudos la recibe desde Coveñas por el Oleoducto Coveñas Cartagena. Al igual que Barrancabermeja, la refinería se carga permanente a su máxima capacidad, independiente de los escenarios de demanda de combustibles. En

caso de que la producción nacional de crudo disponible en Coveñas resulte insuficiente, la Refinería completa su carga con crudos importados por Coveñas”.

Comentario Cenit: Cartagena cuenta con un terminal de importación, el cual no es mencionado en la descripción.

14. Numeral del documento 5.2.7 Nodo Cartagena.

En el texto pág. 149: “La totalidad de la carga de crudos la recibe desde Coveñas por el Oleoducto Coveñas Cartagena. Al igual que Barrancabermeja, la refinería se carga permanente a su máxima capacidad, independiente de los escenarios de demanda de combustibles. En caso que la producción nacional de crudo disponible en Coveñas resulte insuficiente, la Refinería completa su carga con crudos importados por Coveñas”.

Comentario Cenit: La carga de la refinería de Cartagena está compuesta por el crudo nacional disponible en Coveñas, el crudo importado que recibe en los muelles de la misma refinería y en caso de ser necesario, se importa por Coveñas.

15. Numeral del documento 5.4.1 Refinería Cartagena.

En el texto pág. 152 “Los volúmenes de petróleo provienen de dos corrientes separadas, una de crudos livianos transportados por el oleoducto Ayacucho vía Coveñas complementada con eventuales cabotajes de crudo del sur del país por la ruta Tumaco-Cartagena”.

Comentario Cenit: El proceso mencionado vía cabotajes no es desarrollado actualmente.

16. Numeral del documento 5.5 Escenarios de Demanda de Combustibles.

En el texto pág. 171: “En lo concerniente a la demanda de Nafta, se determinaron los volúmenes requeridos para transportar las mezclas de crudo con una gravedad API mínimo de 20”, lo cual permite la viscosidad suficiente para optimizar la movilización de los crudos pesados”.

Comentario Cenit: Precisamos que el requerimiento de diluyente no está en función de la gravedad API sino de la viscosidad.

17. Numeral del documento 5.5 Escenarios de Demanda de Combustibles.

En el texto pág. 172: “La Tabla 5-9 presenta los Nodos de salida o de demanda y las Gráfica 5-, Gráfica 9- y Gráfica 5- resumen la estimación anual de demanda por tipo de combustible del escenario base”.

Comentario Cenit: No es claro el numeral de las gráficas que se mencionan; favor precisar. 18. Numeral del documento 7.1 Upstream.

18. Numeral del Documento 7.1 Upstream

En el texto pág. 186: “Para simular el sistema de transporte de crudos se supuso que la gravedad API resultante de las distintas mezclas de crudos no debe ser inferior a 20 "API lo que se traduce, en una viscosidad promedio del orden de 300 cSt. Para los crudos pesados con gravedad por debajo de 20 "API, se agrega diluyente con "API de 65 en la proporción adecuada para alcanzar la fluidez necesaria que permita los 300 cSt de viscosidad. El modelo calcula entonces los volúmenes de diluyentes para que la mezcla con crudo obtenga la viscosidad deseada y así poderla transportar las mezclas sin incrementar costos de la operación y sin mayores afectaciones a sistema de transporte de transporte de petróleo.

Comentario Cenit: No todos los crudos se transportan por los oleoductos se llevan a condiciones de 20" API y 300 cSt. Se adjunta para revisión y ajuste en los parámetros de la simulación el archivo Excel O TABLA CALIDADES Y BACHEO OLEODUCTOS Propuesta Parámetros Control 220818.xlsx, donde se evidencia la Tabla de calidades por sistemas para actualización

19. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el texto pág. 187: “Cuando la oferta excede la capacidad de un oleoducto, se hace necesario diseñar una secuencia de carga del mismo, con el fin de maximizar su capacidad de transporte y la elección se basa en el principio de que mientras más livianos sean los crudos, mayor capacidad se obtiene del oleoducto; por tanto, se procede a cargar primero las corrientes de mayor *API y posteriormente las menos livianas”.

Comentario Cenit: El transporte por la mayoría de los sistemas de oleoductos se realiza con secuencias de bacheo. Se adjunta para revisión y ajuste en los parámetros de la simulación el archivo Excel O TABLA CALIDADES Y BACHEO OLEODUCTOS Propuesta Parámetros Control 220818.xlsx, donde se evidencia la Tabla de bacheo típico por sistema.

20. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el gráfico pág. 188. Balance de Petróleo con Transporte — Escenario Bajo. Oleoducto Araguaey — Banadía.

Comentario CENIT: La gráfica no coincide con la ocupación habitual de la línea. Esta ocupación en la línea depende de las entradas en el sistema. No se da la entrada de crudo Rubiales por esta línea. Esa capacidad no opera al límite.

21. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el gráfico pág. 188. Balance de Petróleo con Transporte — Escenario Bajo. Oleoducto Apiay-Porvenir.

Comentario CENIT: La gráfica con la simulación debería ser ajustada con respecto a lo que se muestra en el documento, puesto que el sistema tiene un factor del servicio más alto, lo que hace que la capacidad se ajuste. Esta información para ajustar el balance con las capacidades se envía en el archivo adjunto: Capacidades de los Oleoductos, Excel Y Capacidades Oleoductos Cenit y Filiales Plan 2019- 2021 14sep2018 UPME. Xlsx

22. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el gráfico pág. 189. Balance de Petróleo con Transporte — Escenario Bajo. Oleoducto Porvenir — Vasconia y en el Oleoducto Vasconia- Galán

Comentario CENIT: Las gráficas con las simulaciones para ambos sistemas deberían ser, puesto que estos sistemas en operación continua tienen un mayor volumen transportado. La información para ajustar los balances de los volúmenes transportados se envía en el archivo adjunto: Capacidades de los Oleoductos, Excel) Capacidades Oleoductos Cenit y Filiales Plan 2019-2021 14sep2018 UPME. xlsx

23. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el gráfico pág. 189. Balance de Petróleo con Transporte — Escenario Bajo. Oleoducto de Colombia

Comentario CENIT: La simulación de este sistema graficada por la Unidad, no corresponde con la observada y proyectada por CENIT, en particular para los años 2019 - 2021. Creemos que se debe ajustar el supuesto para este sistema y el de Orensa, de acuerdo con las conversaciones sostenidas.

24. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el gráfico pág. 190. Balance de Petróleo con Transporte — Escenario Bajo. Oleoducto Coveñas _ Cartagena

Comentario CENIT: Se hace evidente que el sistema de oleoducto si requiere una ampliación de capacidad.

25. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el gráfico pág. 190. Balance de Petróleo con Transporte — Escenario Bajo. Disponibilidad de crudo en Coveñas

Comentario CENIT: Consideramos necesario, revisar la información origen del gráfico planteado, pues observamos que el pico de disponibilidad de crudo en Coveñas corresponde al 2018 y no al 2019.

26. Numeral del documento 7.1.1 Transporte por Ductos.

En el texto pág. 190: “El sistema Coveñas—Cartagena se encuentra al límite de capacidad y parte de los volúmenes que requiere la refinería se movilizan por medios de transporte distintos al ducto Coveñas - Cartagena, en los que se incluye carrotaques y cabotaje desde Tumaco.”

Comentario CENIT: Actualmente no se movilizan volúmenes por carrotaques ni cabotaje desde Tumaco para atender la carga de la Refinería de Cartagena.

27. Numeral del documento 7.1.2 Transporte en Carrotaque.

En el texto pág. 190: “Algo análogo sucede en el Nodo Velásquez y parte del petróleo crudo es llevado mediante transporte terrestre a otros Nodos como Vasconia o refinería de Barrancabermeja, dependiendo de la configuración de despacho del crudo”.

Comentario CENIT: La refinería de Barrancabermeja no cuenta con la facilidad de recibir carga vía carrotaques.

28. Numeral del documento 7.1.3 Requerimiento de Diluyente.

En el texto pág. 193: “El diluyente requerido para las operaciones proviene de Cartagena, Barrancabermeja y otra porción se importa, pues su producción en las refinерías colombianas está limitada por diversos factores.

El producto entra al país por el Terminal de Santa Marta (Pozos Colorados) y se moviliza por poliducto hasta la refinería de Barrancabermeja continuado por la ruta Sebastopol -Sutamarchán, culminando en el Nodo Apiay”.

Comentario Cenit: El diluyente para crudos pesados transportado por Cenit solo corresponde al importado por Pozos Colorados, no se reciben volúmenes de este producto desde las refinerías.

29. Numeral del documento 7.2.1 Transporte por Poliductos.

En el gráfico 7-5 Balance Poliducto Cartagena — Baranoa pág. 199.

Comentario Cenit: Creemos importante la revisión del supuesto del que se deriva afirmar que la demanda de la zona de influencia del Nodo Baranoa es creciente en el tiempo, es uno de los tres Nodos afectados por los volúmenes de combustibles que ingresan al país de manera ilegal (dada la proximidad a la frontera Venezolana) y como resultado de algunos estudios se supuso que el 50% de dicho volumen (7,560 BPD de gasolina y 6,961 BPD de ACPM) deben ser abastecidos desde este Nodo; consideramos que la demanda agregada del Nodo no coincide con esta afirmación. Para poder ajustar el análisis de una manera más amplia, remitimos a ustedes el archivo Excel O Entregas Poliductos 2017 CENIT.xIsx, con el fin de ampliar en el ejercicio de la simulación la información de Cenit por sus nodos.

30. Numeral del documento 7.2.1 Transporte por Poliductos. En el gráfico 7-8 Balance Poliducto Galán — Lisama — Chimitá pág. 202.

Comentario Cenit: Sugerimos respetuosamente revisar y ajustar el supuesto de demanda que incluye el contrabando (20%) para Lisama y del 30% para Chimitá. Con este supuesto, se desprende la necesidad de ampliar la capacidad del primer segmento de transporte (Galán —Lisama) de manera inmediata y nuevamente hacia 2025, en virtud de que el Nodo Ayacucho recibe los derivados asociados con su demanda desde el Nodo Lisama, además de atender la demanda correspondiente al 20% de los combustibles que de manera irregular entran al país; Consideramos necesario revisar escenarios alternativos de simulación, para buscar en lo posible, señales óptimas de crecimiento y garantizar en lo posible que la infraestructura de transporte por poliductos tenga asegurada su demanda.

31. Numeral del documento 7.2.1 Transporte por Poliductos.

En el texto pág. 206: “Poliducto Salgar -Cartago (...) igualmente se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 10 días aproximadamente y GLP entre gasolina corriente más o menos cada 15 días”.

Comentario Cenit: Actualmente se maneja 1 bache mensual de GLP por este sistema. Se sugiere respetuosamente que se realice el ejercicio con la actualización del esquema de bacheo.

32. Numeral del documento 7.3.1 Subsistema Cartagena — El Copey — Galán. En la pág. 216: Gráfica 7-19 Opción de Abastecimiento Cartagena-El Copey —Galán (kBPD)

Comentario Cenit: Entendemos que estas alternativas presentadas por la UPME son algunos de los posibles escenarios vistos con las propuestas de simulación planteadas, bajo escenarios costo eficiente. Sugerimos respetuosamente a la Unidad evaluar diversos escenarios alternativos que amplíen el panorama de alternativas, teniendo en cuenta la experticia de Cenit.

33. A lo largo del documento encontramos que existen diferentes formas de llamar al producto combustible de aviación (Jet - Jet Fuel - Jet A): Sugerimos a la Unidad que lo unifique.

34. Por otra parte, de las discusiones operativas que se tuvieron en conjunto a la UPME, quedo como compromiso enviar unos criterios de los volúmenes a entregar a la Refinería de Barrancabermeja con operación normal del Oleoducto Caño Limón — Coveñas, para ser tenidos en cuenta.

Entregas a GRB (Refinería de Barrancabermeja) Oleoductos Cenit:

Lin 20” Vasconia — Galán

Crudo Mezcla 21 — 32” API entre 80 — 100 kbpd

Crudo Liviano 40 — 42” API entre 18 — 20 kbpd

Lin 8” Ayacucho — Galán

Crudo Mezcla 28 — 32” API entre 15 — 18 kbpd

Lin 14” Ayacucho — Galán

Crudo Mezcla 26 — 32” API entre 25 — 30 kbpd

Crudo Isla VI 17 -19* API entre 14 — 15 kbpd (Este crudo hace parte del componente para preparación de Castilla Norte).

Finalmente, como resultado de las discusiones que se desarrollaron en el marco de la socialización del documento y con el fin de ajustar las simulaciones con la información real, se adjunta información correspondiente a:

- Capacidades de tanques de almacenamiento oleoductos. Excel Y Tanques Crudo 14 Sep 2018 RevWJFG-UPME. xlsx
- Gráfica de los sistemas de Cenit actualizados para oleoductos. PDF O Grafico Oleoductos. pdf
- Capacidades de los Oleoductos, Excel Y Capacidades Oleoductos Cenit y Filiales Plan 2019-2021 14sep2018 UPME. xlsx
- Mapa de la infraestructura actual de Cenit, PDF Y MAPA INFRAESTRUCTURA CENIT. pdf
- Información actualizada de las capacidades de los sistemas de poliductos con y sin DRA, Excel O Capacidades poliductos UPME septiembre 14 2018.xlsx
- Entregas Poliductos 2017 CENIT.xlsx

Respuesta UPME CENIT:

En lo relacionado con el modelamiento de las cadenas y suministro y transporte se realizarán los cambios en la medida en que cuente con la información pertinente y que esta sea consecuente con el principio de eficiencia, toda vez que los supuestos utilizados corresponden a la aplicación de la normatividad existente en lo relacionado con las dimensiones técnicas y económica, no consideran beneficios empresariales ni contractuales, sino la conveniencia de la sociedad colombiana.

Sobre el escenario de producción de crudo utilizado para la identificación de infraestructura de transporte y suministro, no es factible el cambio, debido a que el dimensionamiento de dicha infraestructura no es factible sobre expectativas de descubrimiento de hidrocarburos crudo, aun bajo la consideración de análisis estocásticos, razón por la cual los análisis futuros solo consideran las distintas categorías de reservas y no de recursos.

Por otra parte, a causa de la volatilidad de los precios del petróleo muchos de los proyectos exploratorios se han visto impactados, además de que la confianza inversionista no se ha visto totalmente recuperada después de la caída de los precios entre 201-2017. También, las estrategias adoptadas por los países y las empresas están propiciando un cambio en la forma en que se implementan las inversiones en el “Upstream”. Las actividades en activos convencionales en tierra firme siguen siendo el principal destino de inversión, con alrededor del 40% del total, en tanto en offshore, después de un aumento constante en la primera parte de la década, revirtió su tendencia al alza y su participación en la inversión total ha caído abruptamente.

Lo anterior significa que la industria no solo está cambiando hacia proyectos de ciclos más cortos capaces de generar flujo de efectivo más rápido, sino que también depende cada vez más de activos caracterizados por tasas de declinación pronunciadas, cambiando parcialmente la naturaleza tradicional del largo plazo del sector de petróleo y gas.

En cuanto al supuesto de gravedad API de las mezclas se cambiará el mínimo definido de 20 a 18, lo que significa trabajar con viscosidades cercanas a los de 600 cSt en algunos segmentos de transporte de crudo. Igualmente, se modificará la secuencia de carga de crudo, siempre que los resultados no impliquen requerimientos de nuevos ductos por reducción de capacidad de los mismos a causa de mayores viscosidades en la operación y que se cumpla con los requerimientos de la dieta de la refinera de Barrancabermeja (principal restricción en el modelo upstream).

Teniendo en cuenta que se busca una expansión del sistema a mínimo costo y dado que la confiabilidad intrínseca para este subsector es alta, es difícil que las soluciones de confiabilidad y de abastecimiento sean independientes, por esta razón, la regulación deberá diferenciar las dos actividades y su respectiva remuneración.

Sobre el comentario No 7 del numeral 5.2.2 en la página 147, la redacción se modificara de acuerdo con la nueva secuencia de transporte definida. No todos los Nodos propuestos por CENIT serán considerados, en razón a la simplificación que se hace del esquema y como se muestra en el documento hay nodos de agregación que reciben de otro de acopio

El comentario No 8 numeral 5.2.2, será incorporado dentro del análisis, en correspondencia con la información incluida en el archivo el archivo Excel € TABLA CALIDADES Y BACHEO OLEODUCTOS Propuesta Parámetros Control 220818.xlsx. De igual forma el comentario No 9 se tendrá en cuenta y se ajustará el apartado del documento 2.2.7 Transporte, así como las observaciones No 10, 11 y 12 que se acepta y se modificará la redacción del numeral 5.2.6 del documento.

En cuanto a la observación No 13, esta será incluida dentro de documento en un apartado nuevo describiendo cada uno de los puertos existentes y su función dentro del sistema. De igual forma las Observación No14, 15 y 16 se tomarán en consideración y se efectuarán los debidos cambios.

La observación No 18 se acepta lo mismo que la observación No19. En cuanto a las observaciones Nos 20, 21, 22, 23, 24, 25 y 26 se revisarán los valores. La observación No 27 se tendrá en cuenta para su modificación, en tanto la observación NO 28 no se acepta.

Las observaciones Nos 29, 30 y 31 serán consideradas y se efectuarán las correspondientes revisiones y en caso de encontrar diferencias serán corregidos los valores. Las observaciones No 32, 33 y 34 serán consideradas.

Comentarios realizados por ECOPETROL S.A

I Responsabilidad del abastecimiento e incentivos económicos.

En Ecopetrol queremos resaltar el esfuerzo hecho por la UPME para modelar la cadena de abastecimiento de hidrocarburos como herramienta para identificar la infraestructura requerida para asegurar el abastecimiento de combustibles líquidos al país. Este análisis permite constatar la necesidad de complementar la política pública y la regulación para que estas ofrezcan nuevos incentivos que lleven a los diferentes agentes de la cadena a acometer las inversiones para el efecto.

Al respecto, tal como lo recuerda la UPME en la sección 1.9.1 del documento en comento, el Gobierno Nacional, y en particular el Ministerio de Minas y Energía, es el responsable de asegurar el abastecimiento de combustibles líquidos en todo el territorio nacional, según lo establecido en el Decreto 381 de 2012. En línea con lo anterior, es de resaltar la posibilidad que tiene el Ministerio de Minas y Energía de establecer los incentivos mencionados y de esa manera impulsar el desarrollo de infraestructura como la identificada por la UPME.

Precisamente, entre las funciones del Ministerio destacamos la de “establecer los criterios que orientarán la remuneración de los proyectos destinados a asegurar la confiabilidad, disponibilidad, continuidad y garantía del suministro de los combustibles líquidos, biocombustibles y otros” y la de “establecer los parámetros y la metodología para definir el precio de referencia de la gasolina motor y del ACPM, teniendo en cuenta los parámetros que expida la CREG para determinar el precio de paridad; así como establecer los parámetros y la metodología para definir el precio de los biocombustibles y de las mezclas de los anteriores (...)”.

Este marco normativo reconoce que los agentes de la cadena, incluido Ecopetrol, responden a los incentivos desarrollados en la política pública y en la regulación, como los incorporados en los precios y en las metodologías de remuneración de inversiones.

Estos incentivos son fundamentales tratándose de producción e importación de combustibles líquidos. En efecto, la UPME ha mostrado con claridad que bajo cualquier escenario razonable, Colombia será importadora de estos energéticos en el mediano y largo plazo. Ello implica que la señal de precio hoy vigente, la cual asume

que el costo de oportunidad del mercado se asimila al precio de paridad de exportación, debe ser ajustada para incentivar la expansión de la oferta nacional y el desarrollo de la infraestructura de importación.

En tal sentido, coincidimos plenamente con la UPME en sus apreciaciones según las cuales es necesario ajustar las señales de precios de los combustibles líquidos de tal forma que estas reconozcan el costo de oportunidad actual del mercado y así se incentive la producción e importación de estos energéticos en condiciones adecuadas en relación con el mercado internacional.

En efecto, al referirse a la señal de precio vigente, la UPME dice que “ésta definición del costo de oportunidad del refinador parcial o totalmente privado, determinado como el precio de paridad de exportación no parece ser el mejor estimador de dicho costo de oportunidad, por cuanto se debe tener en cuenta la posición del país como importador o exportador del producto, y (...) la calidad de los productos nacionales con respecto a los externos de referencia”.

ii, Política pública para la producción de biocombustibles.

Por otra parte, consideramos conveniente que se complemente la sección 1.6 del documento en relación con los biocombustibles, en el sentido de hacer explícito el hecho de que su producción obedece a una política pública clara a través de la cual se ha promovido el desarrollo agroindustrial mediante incentivos a la cadena de producción.

En efecto, los inicios de la producción de etanol, en 2007, y de biodiésel, en 2008, así como su posterior crecimiento corresponden a hechos de la política pública plasmada explícitamente en leyes, decretos y documentos del Gobierno, los cuales permanecen vigentes, como se expone a continuación.

En primera instancia, la Ley 693 de 2001 dispuso que la gasolina debe contener componentes oxigenados; "A partir de la vigencia de la presente ley, las gasolinas que se utilicen en el país en los centros urbanos de más de 500.000 habitantes tendrán que contener componentes oxigenados tales como alcoholes carburantes, en la cantidad y calidad que establezca el Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con la reglamentación sobre control de emisiones derivadas del uso de estos combustibles y los requerimientos de saneamiento ambiental que establezca el Ministerio del Medio Ambiente para cada región del país (...)"

La Ley dejó en manos del Ministerio de Minas y Energía la definición del contenido de los componentes oxigenantes y le fijó a dicha entidad unos criterios para el desarrollo de esta labor; por una parte le señaló que la gasolina debe tener un contenido de oxigenantes y por otra parte dispuso que los elementos de juicio para definir la participación de esos componentes en la gasolina deben provenir del que hoy es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

La misma Ley 693 de 2001 esbozó las razones por las cuales se debe impulsar el uso de componentes oxigenantes en la gasolina y ordenó que se le dé un tratamiento especial en las políticas sectoriales; "Considerase el uso de Etanol carburante en las Gasolinas y en el combustible Diésel, factor coadyuvante para el saneamiento ambiental de las áreas en donde no se cumplen los estándares de calidad, en la autosuficiencia energética del país y como dinamizador de la producción agropecuaria y del empleo productivo, tanto agrícola como industrial. Como tal recibirá tratamiento especial en las políticas sectoriales respectivas." Es claro que las diferentes autoridades sectoriales con injerencia en el desarrollo de esta industria tienen un mandato claro para promover su uso, pudiendo incluso ofrecerle un tratamiento especial en las políticas sectoriales.

iii) Comentarios Específicos al documento.

1.4 El Refinador y la Responsabilidad de Abastecimiento

..."Esta definición del costo de oportunidad del refinador parcial o totalmente privado, determinado como el precio de paridad de exportación no parece ser el mejor estimador de dicho costo de oportunidad, por cuanto se debe tener en cuenta la posición del país como importador o exportador del producto, y la segunda es tener en cuenta la calidad de los productos nacionales con respecto a los externos de referencia."

Estamos totalmente de acuerdo con la afirmación de la UPME respecto a que el precio paridad de exportación no es la señal adecuada de remuneración al refinador/importador de la gasolina motor y del diésel. Considerando que la política de fijación de precios de los combustibles es un tema de alto debate y sensibilidad, se recomienda migrar a una señal de precios de indicadores “flat”, punto medio entre la paridad de exportación e importación, para posteriormente evaluar la opción de migrar a una metodología de paridad importación en función del desarrollo del mercado y de los agentes de la cadena de distribución de combustibles del país.

Capítulo 2: Entorno del Sector de hidrocarburos:

2.1.6: Precios del petróleo: Nos permitimos aclarar que los precios de los crudos no sólo están en función de su API y Azufre, su más importante valoración va en función de sus rendimientos; es decir de los productos valiosos que se puedan obtener de ellos a partir de un proceso de refinación.

2.2.7 Transporte:

Tabla 2.1. Cabe anotar que las capacidades de los sistemas de transporte son función de la viscosidad de los crudos que se manejan en los mismos. En la tabla del documento es necesario acotar a que viscosidad se refiere, ¿a condiciones estándar?

Tabla 2.2. La capacidad del sistema Pozos - Galán que presenta la tabla no está actualizada, se debe tomar la enviada por CENIT. Página 105: Sobre los frentes de contaminación se usa la expresión “se retira de la tubería”, consideramos que la expresión correcta es “se re direcciona hacia tanques dedicados para su manejo”.

2.2.8: Refinación de petróleo

“La gravedad API es por excelencia el índice de la calidad del crudo”, se recomienda hablar de los rendimientos del crudo en función de productos refinados. Refinería de Barrancabermeja: “cuenta con un volumen de carga de 250.000 barriles”. Se debe aclarar que es una capacidad máxima y que es función de la calidad de los crudos que cargue la refinería.

Refinería de Cartagena: El documento menciona que Refinería de Cartagena entrega gasolina de máximo 30 ppm de Azufre, cuando operativamente entregamos con contenidos superiores con el fin de optimizar la producción del combustible.

Solicitamos respetuosamente eliminar los comentarios sobre los márgenes de refinerías puesto que dependen de las condiciones particulares de un mercado cambiante de petróleo y de combustibles. Los comentarios pueden generar una visual no correspondiente a las condiciones de determinado momento.

2.2.9 Biocombustibles:

La mezcla actual con Biodiesel se encuentra al 10% en todo el país y en el documento se habla de 8% en regiones por encima de los 2.500 m sobre el nivel del mar. Se solicita modificar.

2.2.11 Calidad de combustibles: Se sugiere ajustar la senda de calidad de combustibles reflejando lo definido por el documento CONPES 3943 del año 2018.

Capítulo 5. Prospectiva de Oferta y Demanda: Tabla 5.4.

El oleoducto bicentenario parte de Aruaney hacia Banadía, no es correcto afirmar que *e/ antiguo oleoducto caño limón-Coveñas cambió su nombre a Oleoducto Bicentenario a partir de Banadía”.

Numeral 5.2. Actualmente el transporte de crudo pesado por oleoducto se realiza a 600cSt (O) 30°C. El parámetro de control en nuestro caso es viscosidad, no API. Complementar con la información enviada por CENIT.

5.2.1 Nodo Banadía: Se aclara que en el Nodo Banadía no se reciben los crudos de Santiago. Se sugiere eliminar la nota: “el déficit del oleoducto Vasconia - Barrancabermeja se lleva por carrotaque”

5.2.4 Nodo CIB (Refinería de Barrancabermeja) a) El crudo Velásquez no se maneja en carrotaques. b) El crudo Tibú actualmente se evacúa por carrotaques.

5.2.5 Nodo Ayacucho

- a) La línea 24” Ayacucho - Coveñas es la que transporta el Caño Limón que no toma Barranca junto con la mezcla del oleoducto Bicentenario.
- b) En Coveñas no se tiene infraestructura para el manejo de carrotanques.

Gráfica 5.7: Actualmente Refinería de Cartagena importa crudos motivado por factores económicos, disponibilidad de crudos y calidad de la oferta nacional. En la gráfica pareciera que el requerimiento es solo desde 2026. La dieta de Cartagena hoy incluye crudo liviano importado.

5.4.1 Refinería de Cartagena

Gráfica 5-6: se solicita actualizar a una capacidad de 150 kbd de carga, para esto se enviará el factor de servicio actualizado.

Gráfica 5-8 Oferta principales Combustibles Refinería de Cartagena

- La producción real en 2018 de Gasolina de Cartagena fue de 29 kbd; en la proyección de UPME se muestra una oferta de 53 kbd. Aclarar si el valor de producción de gasolina incluye nafta de exportación. Es importante precisar en las convenciones.
- La producción real en 2018 de Diésel de Cartagena fue de 75 kbd; en la proyección de UPME se muestra una oferta de 67 kbd.
- La producción real en 2018 de Jet de Cartagena fue de 9 kbd; en la proyección de UPME se muestra una oferta de 14 kbd.

En consideración de lo anterior, nos permitimos ajustar los rendimientos de la Refinería de Cartagena con los cuales trabaja Ecopetrol:

Tabla 5-5. Rendimientos por Barril Refinería de Cartagena

Producto	Rendimiento %
Gasolinas	34.8
ACPM	56.1
JET	5.8
Otros	7.0

Se sugiere actualizar la carga aproximada de crudos que procesa la refinería: Pesados 60% - Medios 25% - Livianos 15%.

Página 156:

Del párrafo: “Como la conversión a productos valiosos es apenas del 61%, que es relativamente baja se privilegia la producción de productos residuales y con tendencia a desaparecer del mercado mundial, por su alto contenido de contaminantes y por tanto una menor demanda. Lo anterior debido a obsolescencia tecnología y procesos de transformación inadecuados en las actuales circunstancias”. Se aclara que la configuración de la refinería se encuentra diseñada para crudos medios principalmente. La refinería se ha venido adaptando a la evolución de crudos nacionales, los cuales tienen hoy una mayor participación de pesados. La refinería de Barrancabermeja no es obsoleta, la configuración de la misma tiene no permite aprovechar al máximo los crudos nacionales con los que disponemos actualmente.

Del párrafo: “Lo anterior se puede apreciar en los últimos cinco años, cuya carga promedio ha alcanzado los 225,000 barriles/día equivalente al 88% del total. Su factor de utilización se sitúa en cerca del 80% debido a frecuentes paradas programadas para mantenimiento y reparación de las distintas plantas, que hoy suman más de 150. La Gráfica 5-9 presenta de manera esquemática la composición de la dieta.”, se solicita eliminar la palabra frecuentes, puesto que obedecen a los planes de mantenimiento y mejora de los equipos de la refinería. “Se estima que la refinería tiene la disponibilidad de crudo para completar la carga y trabajar a su máxima capacidad operativa, pero debido a la calidad del crudo aprovechable en el país, se proyecta una carga que

disminuye la capacidad de procesamiento paulatinamente y se estabiliza en cerca de 209,000 barriles/día, pese a que la capacidad nominal de la refinería está en 250,000 barriles.”. En estricto sentido lo observado ha sido niveles de carga promedio del orden de 220,000 barriles día, por lo que se sugiere ajustar en función de esta información.

Del párrafo: “La Gráfica 5-10 presenta las necesidades de importación de crudo. En tal sentido, es importante evaluar el mecanismo de desplazamiento de crudo desde puerto de importación hacia Barrancabermeja para atender las necesidades de la refinería y garantizar su abastecimiento continuo de petróleo” Se aclara que las opciones se están revisando actualmente con Cenit y con terceros.

Página 158: Se aclara que actualmente no hay transporte de Fuel Oil por oleoducto. Se sugiere cambiar por reversión del Oleoducto Barranca-Ayacucho-Coveñas.

Nos permitimos enviar la actualización de los rendimientos de la Refinería de Barranca:

Producto	Rendimiento %
Gasolinas	28
ACPM	28.1
JET	9.8
Otros	32

Del párrafo: “Se estima que la producción de gasolina en la refinería de Barrancabermeja, se sitúa alrededor de los 60,000 barriles/día, en tanto que en ACPM se alcance 46,500 barriles/día y de Jet Fuel llegue 22,000 barriles/día. Seguirá prevaleciendo la producción de compuestos residuales, sí no se mejora la infraestructura de esta refinería y se profundiza el proceso de conversión para mejorar su operación y maximizar su rentabilidad.”. Es necesario actualizar los datos de producción a 53 kbd de gasolina y 63 kbd de diésel aproximadamente.

Gráfica 5-11 Oferta principales Combustibles Refinería de Barrancabermeja:

- La producción real de Gasolina de Barrancabermeja en 2018 fue de 56,7 kbd. En la proyección de UPME se muestra una oferta de 58 kbd.
- La producción real de Diésel de Barrancabermeja en 2018 fue de 58 kbd. En la proyección de UPME se muestra una oferta de 45 kbd.

La producción real de Jet de Barrancabermeja en 2018 fue de 23 kbd. En la proyección de UPME se muestra una oferta de 21 kbd.

Página 160:

Del párrafo: “A los fines del ejercicio de planeación, se desarrolla un análisis adicional bajo la perspectiva de un escenario de oferta de combustibles con refinería de Barrancabermeja simulando un proceso de modernización a partir de 2023, cuyos rendimientos cambian de manera importante aportando beneficios que se reflejan en la eficiencia global del proceso, ver Gráfica 5- 12”. Es importante aclarar que en caso de definirse y aprobarse algún proyecto de modernización en Barrancabermeja, aún en el caso más optimista, no entraría en operación antes del año 2025.

5.5 Escenarios de Demanda de Combustibles Gráfica 5-14 Proyección de Demanda de Energéticos Escenario Base Se identifican las siguientes diferencias entre los crecimientos de demanda de UPME y de Ecopetrol al año 2030:

Producto	Crecimiento UPME	Crecimiento ECP
Gasolinas	1,65%	1,71%
Diésel	0,76%	2,7%
Jet	3,88%	3,7%

Capítulo 6. Balance Oferta Demanda

En los balances realizados por Ecopetrol, el país es deficitario en gasolina. El contrabando estimado de Diésel es de 10 kbd mientras que el de gasolina es de 5 kbd.

Pag 180

Gráfica 6-2 Balance Volumétrico de Derivados - Escenario Medio.

Es necesario aclarar que en ACPM la oferta de Ecopetrol es aproximadamente de 133 kbd. En cuanto a Gasolinas, se observa del documento proyecciones de oferta superiores a nuestras proyecciones, las cuales se encuentra entre 90-95 kbd.

Capítulo 7. Análisis de Abastecimiento

7.1.2. Transporte por carrotanque.

Para al año 2018 se habla de 34.8 kbd de movimiento de crudo por carrotanque para el nodo Apiay, valor que no estamos viendo actualmente.

7.3 Soluciones de Abastecimiento:

Ampliar Poliducto Cartagena-Baranoa: Este sistema constantemente sufre paros de bombeo por deficiencia de cupos de los clientes mayoristas, se recomienda revisar primero la posibilidad de ampliar la capacidad de entrega local.

8. Confiabilidad

8.2.1 Fallas del sistema de transporte: Aquí se recomienda el manejo de inventarios estratégicos para eventos de fuerza mayor, diferentes a los operativos. Se menciona el decreto 1073 de 2015 donde se señala la obligación de los mayoristas de disponer de capacidad de almacenamiento, más no de un inventario físico. Se recomienda incluir algún tipo de obligatoriedad en este aspecto.

8.3.1 Construcción de nueva Infraestructura para importación de combustibles

Como complemento a la opción de Cartagena- Coveñas- Sebastopol, se plantea la opción de “reversar” el ODC para importación de combustibles por su posible subutilización como oleoducto.

10. Conclusiones y Recomendaciones.

Es importante incluir en este análisis los nuevos lineamientos definidos por el CONPES de calidad del aire y particularmente en calidad de combustibles. Si estos requerimientos se suman a la demanda creciente, se genera la necesidad de considerar seriamente la modernización de la refinería de Barrancabermeja como alternativa clara a la ampliación de los sistemas de transporte de combustibles. Se debe tener en cuenta en ese análisis las implicaciones en autoabastecimiento, seguridad energética, inversiones estratégicas y dependencia del mercado internacional.

RESPUESTA UPME ECOPETROL S.A:

En lo referente a complementar la sección 1.6 del documento del Plan indicativo particularmente en la sección de biocombustibles se acepta y se modificará la redacción.

En relación con los comentarios específicos del documento sección 1.4 se revisará la propuesta y se modificará si ello es pertinente, mientras que las observaciones de los numerales 2.1.6, 2.2.7 (tablas 2.1 y 2.2), 2.2.8 y 2.2.9 serán modificados según sea el caso. Sobre el tema de calidad de los combustibles numeral 2.2.11 del documento se ajustará la redacción, de forma similar se hará con la tabla 5.4.

Los comentarios al numeral 5.2 del documento se aceptan y se efectuarán los respectivos cambios acorde con la información entregada por la empresa CENIT.

En cuanto a la oferta de crudos para abastecer las refinerías se incluirá una nota aclarando el tema de las importaciones actuales. Igualmente se tomará la información de los nuevos rendimientos volumétricos del crudo y carga de refinería para el cálculo de la oferta nacional de cada uno de los principales combustibles

La observación al párrafo de la página 156 sobre la conversión de la refinería de Barrancabermeja será incluida. De la misma forma se ampliará la información para la logística de desplazamiento de crudo en caso de importación para la refinería de Barrancabermeja.

Las observaciones a párrafos de las páginas 158 y 160 serán consideradas, así como el cambio en la fecha de actualización tecnológica de la refinería de Barrancabermeja, para efectos del escenario de sensibilidad de oferta nacional de combustibles.

Respecto a los comentarios sobre la estimación de demanda de combustibles e ilícitos, estas son objetos de revisión, y si los resultados sugieren cambios, los mismos serán incluidos especialmente para la realización de los balances volumétricos. En cuanto a ilícitos, hace un par de años UPME realizó un estudio de campo que arrojó cifras distintas a las señaladas en la comunicación (las cuales son usadas en la estimación de demanda). Por otra parte, según la información de SICOM hay importaciones de diésel adicionales a las realizadas por ECOPEPETROL para subsector Minero del país, por lo cual es necesario que esa Empresa evalúe información adicional existente en el mercado colombiano.

En lo relacionado con el numeral 7.1.2 se revisarán los cálculos y si se encuentran diferencias se corregirán y en cuanto al comentario sobre la ampliación del poliducto Cartagena –Baranoa, se revisarán los análisis, recordando que los supuestos de demanda incluyen ilícitos y que el 50% del volumen de estos son atribuidos a la demanda de la Costa Norte (Atlántico, Magdalena y Cesar), los cuales deben ser transportados hasta Barranquilla.

En lo que corresponde al tema Confiabilidad, la propuesta incluye almacenamientos estratégicos y obligatorios, con lo cual se puede solucionar inconvenientes de abastecimiento y confiabilidad, además de recomendar la disponibilidad de producto físico, cuyos costos se incluyen en la tarifa de confiabilidad sugerida.

En cuanto a conclusiones y recomendaciones estas se modificaran de acuerdo con los cambios experimentados producto de las recomendaciones acogidas de todos los agentes.