

PLAN INDICATIVO DE ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Versión Julio 2018



REPUBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



SUBDIRECCIÓN DE HIDROCARBUROS

Bogotá D.C – Colombia
Julio de 2018

TABLA DE CONTENIDO

Lista de Gráficas	7
Lista de Tablas	11
INTRODUCCIÓN	14
1 MARCO REGULATORIO	17
1.1 Aseguramiento del Abastecimiento Nacional	18
1.2 Disponibilidad de Petróleo Crudo para Refinación	19
1.3 Distribución de Combustibles Líquidos.....	20
1.4 El Refinador y la Responsabilidad de Abastecimiento.....	23
1.5 Remuneración Plan de Continuidad	24
1.6 Los Biocombustibles	26
1.7 Abastecimiento de Combustibles a Zonas de Frontera	28
1.8 Precios de los Combustibles	29
1.8.1 Gasolina Corriente	31
1.8.2 Gasolina Corriente Oxigenada	35
1.8.3 ACPM	36
1.8.4 ACPM Mezclado con Biodiesel	40
1.9 Marco Institucional	41
1.9.1 Ministerio de Minas y Energía	42
1.9.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas	42
1.9.3 Unidad de Planeación Minero Energética.....	43
1.9.4 Agencia Nacional de Hidrocarburos	43
1.9.5 Entidades Vinculadas.....	44
2 ENTORNO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.....	45
2.1 Contexto Internacional	45
2.1.1 Consumo Mundial de Energía	45
2.1.2 Reservas Mundiales de Petróleo.....	49
2.1.3 Producción Mundial de Petróleo.....	52
2.1.4 Consumo Mundial de Petróleo	56
2.1.5 Prospectiva de Consumo Mundial de Energía.....	58

2.1.6	Precios del Petróleo	61
2.1.7	Capacidad Mundial de Refinación	65
2.1.8	Producción y Consumo Mundial de Derivados del Petróleo	68
2.1.9	Transporte.....	72
2.1.10	Seguridad Energética	74
2.1.11	Experiencias Internacionales	80
2.1.12	Los Biocombustibles	84
2.2	Contexto Nacional	85
2.2.1	Indicadores Económicos	86
2.2.2	Comportamiento de la Industria del Petróleo en Colombia	92
2.2.3	Reservas.....	97
2.2.4	Producción	99
2.2.5	Relación Reservas Producción	100
2.2.6	Oportunidades para el Desarrollo de Reservas	101
2.2.7	Transporte.....	102
2.2.8	Refinación de Petróleo	107
2.2.9	Biocombustibles	112
2.2.10	Comercialización de Combustibles	115
2.2.11	Calidad de los Combustibles	120
3	PRECIOS.....	122
3.1	Estructura de Precios	122
3.1.1	Ingreso al Productor	122
3.1.2	Transporte.....	124
3.1.3	Impuestos	125
3.1.4	Márgenes de Distribución.....	125
3.2	Proyección de Precios.....	125
4	LINEAMIENTOS METODOLOGICOS	131
5	PROSPECTIVA DE OFERTA Y DEMANDA.....	137
5.1	Escenarios de Oferta de Petróleo.....	137
5.1.1	Escenario Bajo	139
5.1.2	Escenario Medio	140

5.1.3	Escenario Alto	141
5.2	Distribución de la Producción por Nodos	144
5.2.1	Nodo Banadía	146
5.2.2	Nodo Porvenir	147
5.2.3	Nodo Vasconia	147
5.2.4	Nodo CIB (Refinería de Barrancabermeja)	148
5.2.5	Nodo Ayacucho	148
5.2.6	Nodo Coveñas	149
5.2.7	Nodo Cartagena	149
5.3	Distribución de Reservas por Nodo	149
5.4	Escenarios de Oferta de Combustibles	151
5.4.1	Refinería Cartagena	152
5.4.2	Refinería de Barrancabermeja	155
5.5	Escenarios de Demanda de Combustibles	161
6	BALANCE OFERTA DEMANDA	177
6.1	Upstream	178
6.2	Downstream	179
7	ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO	186
7.1	Upstream	186
7.1.1	Transporte por Ductos	186
7.1.2	Transporte en Carrotanque	191
7.1.3	Requerimiento de Diluyente	193
7.2	Downstream	194
7.2.1	Transporte por Poliductos	196
7.3	Soluciones de Abastecimiento	213
7.3.1	Subsistema Cartagena – El Copey – Galán	215
7.3.2	Subsistema Cartagena – Coveñas – Sebastopol	217
7.3.3	Ingreso de Combustibles por el Pacífico	218
7.3.4	Ampliación del Sistema Actual de Transporte de Refinados	218
8	CONFIABILIDAD	220
8.1	Upstream	220

8.2	Downstream.....	221
8.2.1	Fallas del Sistema Transporte.....	222
8.2.2	Fallas en la Operación de las Refinerías.....	225
8.2.3	Otros Riesgos de Fallas.....	227
8.3	Medidas de Confiabilidad en el Downstream.....	228
8.3.1	Construcción de Nueva Infraestructura para Importación de Combustibles.....	228
8.3.2	Almacenamiento Estratégico.....	232
8.3.3	Ampliación de Infraestructura Existente.....	236
9	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA INFRAESTRUCTURA.....	237
9.1	Inversiones para Conectar las Dos Refinerías.....	238
9.2	Inversiones para Almacenamiento Estratégico.....	242
9.3	Definición de la Solución de Abastecimiento y Confiabilidad.....	244
9.4	Estimación del Cargo.....	246
10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	251
Anexo I.	Nodos de Acopio de Petróleo.....	257
Anexo II.	Agrupación de Plantas de Abasto en Nodos.....	258
Anexo III.	Escenario Barrancabermeja Modernizada.....	261
Anexo IV.	Refinación.....	267
Anexo V.	Nuevos Agentes de la Cadena para Asegurar la Confiabilidad.....	271
Anexo VI.	Ajustes al Marco Regulatorio.....	280
Anexo VII.	Aproximación Hidráulica del Sistema de Transporte de Derivados (Red de Polductos) 282	
Referencias.....		291

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 2-1 Consumo mundial de energía por fuente 2017.....	47
Gráfica 2-2 Distribución mundial de las reservas de petróleo 2017	50
Gráfica 2-3 Reservas de petróleo por país 2017.....	51
Gráfica 2-4 Evolución de la producción mundial de petróleo	53
Gráfica 2-5 Evolución de la producción mundial de petróleo	55
Gráfica 2-6 Consumo mundial de petróleo por región.....	56
Gráfica 2-7 Consumo mundial de petróleo por región.....	58
Gráfica 2-8 Consumo mundial de energía primaria – escenario nuevas políticas	61
Gráfica 2-9 Evolución del precio del petróleo.....	64
Gráfica 2-10 Capacidad mundial de refinación de petróleo.....	67
Gráfica 2-11 Producción mundial de derivados de petróleo	69
Gráfica 2-12 Consumo mundial de derivados del petróleo.....	70
Gráfica 2-13 Elementos de la seguridad energética	76
Gráfica 2-14 Sistema de emergencia de la AIE	78
Gráfica 2-15 Evolución de Indicadores económicos	86
Gráfica 2-16 Evolución de exportaciones colombianas.....	89
Gráfica 2-17 Evolución de la balanza comercial colombiana	91
Gráfica 2-18 Inversión extranjera directa en Colombia	92
Gráfica 2-19 Evolución de la adquisición de sísmica	95
Gráfica 2-20 Perforación de pozos exploratorios	96
Gráfica 2-21 Evolución de reservas probadas de petróleo en Colombia.....	98
Gráfica 2-22 Evolución de la producción de petróleo en Colombia	99
Gráfica 2-23 Comportamiento esperado del indicador R/P	100
Gráfica 2-24 Mapa de transporte de oleoductos y poliductos	103
Gráfica 2-25 Mapa de transporte de refinados.....	106
Gráfica 2-26 Oferta de combustibles refinería de Barrancabermeja.....	111
Gráfica 2-27 Oferta de combustibles refinería de Cartagena	112
Gráfica 2-28 Interacciones de la comercialización de combustibles líquidos en Colombia.....	117
Gráfica 2-29 Consumo de combustibles líquidos en 2017	118
Gráfica 2-30 Evolución del consumo de combustibles líquidos.....	119

Gráfica 3-1 Escenarios de Precios del Crudo Brent.....	127
Gráfica 3-2 Escenarios de Precios de Gasolina y ACPM-Estación de Servicio Bogotá.....	128
Gráfica 3-3 Escenarios de Precios de Energéticos.....	129
Gráfica 4-1 Metodología.....	132
Gráfica 5-1 Estimación de Reservas de Petróleo a Incorporar Según Escenario.....	142
Gráfica 5-2 Escenarios de Producción de Petróleo.....	143
Gráfica 5-3 Localización de Nodos de Agregación de Crudo.....	145
Gráfica 5-4 Distribución de Reservas por Nodo – Escenario Bajo.....	149
Gráfica 5-5 Producción de Petróleo por Nodo – Escenario Bajo.....	150
Gráfica 5-6 Composición de la carga Refinería de Cartagena.....	153
Gráfica 5-7 Requerimientos de Importación de Crudo para Refinería de Cartagena.....	154
Gráfica 5-8 Oferta principales Combustibles Refinería de Cartagena.....	155
Gráfica 5-9 Composición de la carga Refinería de Barrancabermeja.....	157
Gráfica 5-10 Requerimientos de Importación de Crudo para Refinería de Barrancabermeja.....	157
Gráfica 5-11 Oferta principales Combustibles Refinería de Barrancabermeja.....	159
Gráfica 5-12 Comparación Rendimiento Refinería de Barrancabermeja Modernizada.....	160
Gráfica 5-13 Escenarios de Crecimiento Económico y de IPC.....	162
Gráfica 5-14 Proyección de Demanda de Energéticos Escenario Base.....	164
Gráfica 5-15 Escenarios de Proyección Nacional Sectores Transporte e Industria.....	165
Gráfica 5-16 Escenarios de Proyección de ACPM, Gasolina y Jet.....	167
Gráfica 5-17 Escenarios de Proyección de Electricidad, GLP y Gas Natural.....	168
Gráfica 5-18 Proyección Demanda Regional Gasolina Motor-Escenario Base.....	169
Gráfica 5-19 Proyección Demanda Regional ACPM-Escenario Base.....	170
Gráfica 6-1 Balance Volumétrico de Petróleo – Escenario Bajo.....	179
Gráfica 6-2 Balance Volumétrico de Derivados – Escenario Medio.....	180
Gráfica 6-3 Balance Volumétrico de Derivados en Costa – Escenario Medio de Demanda.....	182
Gráfica 6-4 Balance Volumétrico de Derivados en Interior del País – Escenario Medio de Demanda.....	183
Gráfica 6-5 Excedentes de Derivados en Costa – Escenario Medio de Demanda.....	184
Gráfica 6-6 Importación de Derivados – Escenario Medio de Demanda.....	185
Gráfica 7-1 Balance de Petróleo con Transporte – Escenario Bajo.....	188

Gráfica 7-2 Demanda de Vehículos para Transporte de Crudo – Escenario Bajo Oferta Crudo .	192
Gráfica 7-3 Volumen de Diluyente para Transporte de Crudo – Escenario Bajo de Oferta Crudo	193
Gráfica 7-4 Esquema de distribución de Nodos de Demanda.....	198
Gráfica 7-5 Balance Poliducto Cartagena – Baranoa.....	199
Gráfica 7-6 Balance Poliducto Pozos Colorados Galán	200
Gráfica 7-7 Balance Poliducto Pozos Colorados Galán	201
Gráfica 7-8 Balance Poliducto Galán – Lisama – Chimitá.....	202
Gráfica 7-9 Balance Poliducto Galán – Sebastopol	203
Gráfica 7-10 Balance Poliducto Sebastopol – Salgar.....	204
Gráfica 7-11 Balance Poliducto Sebastopol – Medellín.....	205
Gráfica 7-12 Balance Poliducto Medellín – Cartago.....	206
Gráfica 7-13 Balance Poliducto Salgar – Cartago.....	207
Gráfica 7-14 Balance Cartago - Yumbo	208
Gráfica 7-15 Balance Yumbo - Buenaventura.....	209
Gráfica 7-16 Balance Salgar – Gualanday - Neiva.....	210
Gráfica 7-17 Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda	212
Gráfica 7-18 Balance Poliducto Sebastopol - Tocancipá	213
Gráfica 7-19 Opción de Abastecimiento Cartagena-El Copey –Galán (kBPD).....	216
Gráfica 7-20 Opción de Abastecimiento Cartagena-Coveñas-Sebastopol (kBPD).....	217
Gráfica 8-1 Opción Combinada de Abastecimiento y Confiabilidad Cartagena-El Copey –Galán (Ampliada-kBPD).....	230
Gráfica 8-2 Opción Combinada de Abastecimiento y Confiabilidad Cartagena-Coveñas –Sebastopol (Ampliación- kBPD)	231
Gráfica 8-3 Impacto plazo de llenado almacenamientos estratégicos en terminales.....	235
Gráfica 9-1 Determinación del cargo de abastecimiento y confiabilidad	248
Gráfica 9-2 Impactos del retraso en el inicio del cobro.....	249
Gráfica 9-3 Impactos del cargo según horizonte y año de inicio	250
Gráfica 10-1: Oferta principales Combustibles Refinería de Barrancabermeja	261
Gráfica 10-2: Balance Volumétrico de Petróleo – Barrancabermeja Modernizada.....	261
Gráfica 10-3: Balance Volumétrico Nacional de Derivados – Escenario Medio de Demanda	262
Gráfica 10-4: Balance Volumétrico Nacional de Derivados – Escenario Medio de Demanda	262

Gráfica 10-5: Balance Volumétrico de Derivados en Interior del País – Escenario Medio de Demanda 264

Gráfica 10-6: Excedentes de Derivados en Costa – Escenario Medio de Demanda..... 265

Gráfica 10-7: Importación de Derivados – Escenario Medio de Demanda- Barrancabermeja Modernizada 265

Gráfica 10-8: Balance de Transporte – Escenario Bajo de oferta 266

Gráfica 10-11: Esquema del sistema de abastecimiento de combustibles líquidos..... 283

Gráfica 10-12: Ejemplo de configuración de subsistema 3: Galán-Lizama + Lizama-Chimitá..... 285

Gráfica 10-13: Ejemplo resultado de requerimiento de potencia de un sistema simulado..... 286

Gráfica 10-14: Ejemplo resultado de presiones de operación del ducto 287

Gráfica 10-15: Ejemplo expansión estación de bombeo por caudal 288

Gráfica 10-16: Ejemplo expansión estación de bombeo por potencia..... 289

Gráfica 10-17: Ejemplo de análisis de expansión de ducto..... 290

LISTA DE TABLAS

Tabla 1-1 Obligaciones de Abastecimiento Agentes de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos	21
Tabla 2-1 Características del sistema de oleoductos	102
Tabla 2-2 Características del sistema de transporte de productos refinados.....	104
Tabla 2-3 Plantas Productoras de Alcohol Carburante.....	114
Tabla 2-4 Plantas Productoras de Biodiésel.....	115
Tabla 2-5 Agentes de la cadena de comercialización de combustibles líquidos en Colombia	116
Tabla 5-1 Estimación de Reservas Escenario Bajo.....	139
Tabla 5-2 Estimación de Reservas Escenario Medio	140
Tabla 5-3 Estimación de Reservas Escenario Alto.....	141
Tabla 5-4 Nodos de Agregación de Oferta de Crudos.....	144
Tabla 5-5 Rendimientos por Barril Refinería de Cartagena	154
Tabla 5-6 Rendimientos por Barril Refinería de Barrancabermeja	158
Tabla 5-7 Distribución Espacial de Regiones	169
Tabla 5-8 Tasas de crecimiento escenario medio de demanda de Gasolina y ACPM.....	171
Tabla 5-9 Nodos de Agregación de Demanda de Combustibles	172
Tabla 7-1 Nodos de Demanda y Sistema de Transporte de Refinados	197
Tabla 7-2 Ampliaciones Operacionales del Sistema de Poliductos	219
Tabla 8-1 Almacenamiento Estratégico en Barrancabermeja.....	233
Tabla 8-2 Almacenamiento Estratégico en Terminales	234
Tabla 8-3 Almacenamiento Estratégico en Sebastopol	234
Tabla 9-1 Inversión de Alternativas de Transporte	241
Tabla 9-2 Inversión en Almacenamiento Estratégico en Barrancabermeja.....	242
Tabla 9-3 Inversión en Almacenamiento Estratégico en Terminales	243
Tabla 9-4 Inversión en Almacenamiento Estratégico en Sebastopol.....	243
Tabla 9-5 Inversión en alternativas de transporte y almacenamiento estratégico.....	245
Tabla 9-6 Distribución de Inversiones	247
Tabla 9-7 Determinación del cargo	247
Tabla I-1: Agrupación de nodo de almacenamiento de crudo	257
Tabla II-1: Agrupación plantas de abasto en nodos de consumo	258

Tabla VII-1: Subsistemas que conforman el sistema de transporte de derivados..... 282

PRELIMINAR

Lista de Siglas:

- AAPG American Association of Petroleum Geologists
- ACPM Aceite Combustibles para Motor
- AIE Agencia Internacional de Energía
- ANH Agencia Nacional de Hidrocarburos
- BOMT Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia
- BOOT Construcción, Posesión, Operación y Mantenimiento
- BP British Petroleum
- BTU Unidad Térmica Británica
- CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas
- EIA U.S. Energy Information Administration
- EOR Recuperación Mejorada de Crudo
- GLP Gas Licuado del Petróleo
- GNV Gas Natural Vehicular
- MME Ministerio de Minas y Energía
- PIB Producto Interno Bruto
- PINE Proyectos de Interés Nacional y Estratégico
- ppm Partes por millón
- R&C Robo y Contrabando
- SICOM Sistema de Información de Combustibles Líquidos
- SPE Society of Petroleum Engineers
- SUI Sistema Único de Información
- UPME Unidad de Planeación Minero Energética
- WPC World Petroleum Congress
- YTF Yet to Find
- ZOMAC Zonas Más Afectadas por el Conflicto Armado

Lista de Unidades:

- BBL Barril
- BPD Barriles diarios
- cSt Centistokes
- g CO₂/kWh Gramos de CO₂ por kilowatt-hora
- GBTUD Giga BTU día
- HP Caballos de fuerza
- km kilómetro
- kBBL Miles de Barriles
- MTEP Millones de toneladas equivalentes de petróleo

INTRODUCCIÓN

Hoy el entorno energético mundial está en un proceso de cambio por múltiples interacciones y dinámicas asociadas con acuerdos internacionales para la transformación hacia un sistema energético del planeta más limpio que evite un mayor deterioro del medio ambiente, pero que a su vez posibilite la seguridad energética y su asequibilidad a millones de familias que hoy no cuentan con estos servicios energéticos.

Factores diversos como: el creciente en el uso de las energías renovables favorecidas por el rápido descenso en los costos de las tecnologías asociadas, un mayor consumo de electricidad como fuente de energía final, cambio en el mix energético de China, aumento de la producción y consumo del gas natural y GNL en el ámbito mundial y mejoras en la eficiencia energética, son entre otras acciones que están permitiendo aliviar la presión en el calentamiento global y sus efectos, en un contexto de crecimiento sostenido de la demanda energética en el planeta.

Los expertos señalan que la electricidad será la fuente que proveerá las necesidades energéticas de más de un tercio del incremento de consumo esperado hacia el año 2040, ganando terreno especialmente en el suministro de calor y movilidad, gracias a los acelerados avances tecnológicos, los cuales tendrán la capacidad de modificar todos los mercados energéticos y los patrones de consumo, lo que se traducirá en una matriz cada vez más diversa con multiplicidad de fuentes.

Si bien esta transformación está emergiendo con sustento en políticas nacionales y regionales, ello también requiere de sostenibilidad técnica y económica, así como de nuevos hábitos y tecnologías que permitan a la sociedad moverse en un entorno nuevo y complejo donde los usuarios tendrán mayor papel en la gestión de transacciones energéticas, debido entre otros al aumento de la digitalización de la economía. Es evidente también que los cambios requieren tiempos de asimilación y grandes inversiones, significando procesos graduales de transformación, razón por la cual es improbable que se tenga que renunciar a los hidrocarburos como fuente de energía antes de la mitad del siglo XXI.

Hasta mediados de la próxima década el crecimiento de la demanda de crudo se mantendrá robusta según el escenario “Nuevas Políticas” de la Agencia Internacional de Energía de 2017, pero luego disminuye a medida que el aumento de la eficiencia y la sustitución de combustibles se implementan, lo que reducirá el consumo de petróleo en vehículos de pasajeros y carga en volúmenes cercanos a los 8 millones de barriles diarios en el año 2040.

Pero, lo anterior no basta para desencadenar un cambio radical en el consumo mundial de petróleo y sus derivados. La demanda de petróleo seguirá en una senda ascendente y la Agencia señala que llegará a 105 millones de barriles en el mismo 2040, no solo para atender las necesidades energéticas del sector transporte, sino impulsado por el uso como materia prima para la producción de productos petroquímicos, requeridos por la industria manufacturera.

Por tanto y aunque parezca un contrasentido, es necesario intensificar las inversiones para la búsqueda de nuevos recursos de hidrocarburos que suplan la demanda y el agotamiento de muchos campos en declinación, pues la matriz energética mundial seguirá incluyendo al petróleo (en menor proporción que la alcanzada actualmente), pero conformando un mix que permita reducción de las emisiones de CO₂ a los niveles acordados en la Conferencia de Paris sobre cambio climático, al fin y al cabo hay espacio para las distintas fuentes energéticas.

De otra parte, el petróleo aún juega un papel fundamental en la economía colombiana, así que una interrupción brusca de su desarrollo vulneraría servicios indispensables para la sociedad en el corto y mediano plazo, menoscabaría la inversión social, además del inevitable desequilibrio de las finanzas nacionales en virtud del alto aporte en las exportaciones y de los ingresos fiscales, entre otros aspectos. Esto sin olvidar que el horizonte de suficiencia se acerca a los cinco años, tiempo reducido para la búsqueda y desarrollo de nuevos recursos. Por ello, es urgente la atracción de inversión, la búsqueda de mayor eficiencia para disminución de costos que al final del día se traducen en mayor competitividad.

Hoy, más que nunca es necesario tomar decisiones de largo plazo que atenué las incertidumbre no solo las propias de esta industria, sino en las reglas de juego bien fundamental en cualquier política pública, en los mecanismos de participación ciudadana para que puedan alinearse los intereses de todos los actores a fin de desarrollar el potencial de hidrocarburos existente en el país y aprovechar los beneficios de su disponibilidad, pues no cabe duda de la trascendencia del sector para Colombia.

Así, que para abordar el análisis se efectuó un completo 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, 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.

Luego de los resultados surgen preocupaciones asociadas con el frágil equilibrio de oferta y demanda de crudo, con un sistema de suministro de combustibles líquidos que depende en gran medida de infraestructura de transporte ya saturada y una capacidad de refinación de petróleo

insuficiente para atender la creciente demanda nacional, elevando la dependencia de los combustibles importados.

Por ello es necesario resolver el dilema, si el país se destina a construir únicamente infraestructura para importación de combustibles o incrementa la capacidad de refinación, casos en los cuales se requiere la presencia de nuevos agentes y de un cambio en los esquemas de remuneración.

En tal sentido, el análisis aquí presentado introduce los fundamentos para la planeación y desarrollo de los segmentos del Upstream y downstream del sector de hidrocarburos, identificando las necesidades futuras de infraestructura tendiente al abastecimiento y confiabilidad de petróleo y combustibles líquidos en los próximos 20 años.

1 MARCO REGULATORIO

En esta sección se presenta una compilación ejecutiva del conjunto de normas, reglamentos y lineamientos que rigen el funcionamiento de las actividades económicas que hacen parte del subsector hidrocarburos que están sujetas al orden normativo, donde se establecen las reglas de juego y se fijan derechos y obligaciones de quienes ejecutan las actividades de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos

La normatividad del sector es amplia en disposiciones generales y específicas que eventualmente pueden dificultar el desarrollo de las actividades. Aún en tal circunstancia, los particulares y el Estado comparten funciones en relación con las actividades arriba mencionadas, situación que se ha venido robusteciendo, ante la necesidad de potenciar el desarrollo del país, generar condiciones de mayor competitividad, así como de desarrollar libertad de empresa y reforzar los elementos que sustentan el modelo económico colombiano.

El marco normativo general surge desde la Constitución Política que en el Título XII se refiere al Régimen Económico y de la Hacienda Pública. Hacen parte de este título los Artículos 332, 334 y 360, los cuales establecen la propiedad del Estado sobre los recursos naturales no renovables como el petróleo y establece la facultad del Estado para intervenir en la explotación de los recursos naturales:

“ARTICULO 332. El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.”

“ARTICULO 334. La dirección general de la economía estará a cargo del Estado. Este intervendrá, por mandato de la ley, en la explotación de los recursos naturales, en el uso del suelo, en la producción, distribución, utilización y consumo de los bienes, y en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano”

“ARTICULO 360. La ley determinará las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables así como los derechos de las entidades territoriales sobre los mismos...”

Adicionalmente el Artículo 337 establece que *“La Ley podrá establecer para las zonas de frontera, terrestres y marítimas, normas especiales en materias económicas y sociales tendientes a promover su desarrollo.”* Del mismo modo Finalmente, el Artículo 365 establece el deber del Estado de asegurar la prestación eficiente de todos los servicios públicos y las formas de hacerlo:

“ARTICULO 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. ...”

1.1 Aseguramiento del Abastecimiento Nacional

El Código de Petróleos instituido mediante en el Decreto 1056 de 1953, el cual reglamenta disposiciones relativas a *“las mezclas naturales de hidrocarburos que se encuentran en la tierra, cualquiera que sea el estado físico y que componen el petróleo crudo, lo acompañan o se derivan de él”*, regula además la propiedad, utilidad, forma de explotación, contratos regalías impuestos sobre el petróleo, propiedad privada, transporte, refinación y distribución, exenciones, agotamiento, etc.

El Decreto 1056 de 1953, ha sido desarrollado por numerosos decretos de carácter particular, pero además las distintas versiones del Plan Nacional de Desarrollo han incluido lineamientos de política pública en materia de hidrocarburos, que precisan de Decretos reglamentarios para su ejecución.

El Artículo 58 del Código de Petróleos establece que *“Los concesionarios de explotación atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta, cuando el consumo de derivados de petróleo lo exija, la materia prima necesaria para atender a dicho consumo, de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno.”* Igualmente el Artículo 154 del Decreto-Ley 444 de 1967 establece que *“El Ministerio de Minas y Petróleos determinará los volúmenes de producción que los explotadores deban vender para la refinación en el país y fijará los precios correspondientes”*, con lo cual y según concepto del Ministerio de Minas y Energía el alcance de la obligación de atender preferentemente las necesidades del país es amplio e involucra a toda la cadena:

Por otra parte, el Decreto-Ley 1760 de 2003, por el cual se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), le asignó a la ANH funciones relacionadas con el aseguramiento del abastecimiento nacional de hidrocarburos. En virtud de esta determinación la responsabilidad por el abastecimiento nacional recaía en la ANH, así como la de fijar volúmenes y precios del petróleo crudo de concesión destinados a la refinación interna. Pero esta última obligación recaería también en el Ministerio de Minas y Energía en virtud del Decreto-Ley 444 de 1967.

Sin embargo, en el documento “Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 Estado Comunitario, el cual se integra en la Ley 1151 de 2007, en su Artículo 3 estableció: *“...Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía adelantará las acciones necesarias para asumir las funciones que le fueron asignadas a la Agencia mediante el Decreto ley 1760 de 2003 y que tienen relación con la regulación de precios y formulación de políticas públicas sobre abastecimiento energético”*.

El Decreto-Ley 381 de 2012, modificó la estructura del Ministerio de Minas y Energía, pero en ese momento ya estaba vigente el nuevo Plan Nacional de Desarrollo contenido en la Ley 1450 de 2011, que no ratificó ni tácita ni explícitamente la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía en cuanto al abastecimiento nacional de combustibles líquidos. Puesto que el Decreto 381 de 2012 tampoco le asignó esta responsabilidad al Ministerio de Minas y Energía, la responsabilidad por el abastecimiento de combustibles quedó en el limbo aunque como se señaló anteriormente, con el Decreto 0714 del 10 de abril de 2012 la ANH parecía seguir con esta responsabilidad.

Sin embargo, dado que la responsabilidad del abastecimiento es una Política de Estado la cual está en cabeza del Ministerio de Minas y Energía como órgano Rector de la política energética nacional, mediante Decreto 1617 de 2013 confirmó la responsabilidad del abastecimiento de hidrocarburos en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, pese a que este no tiene fuerza de Ley.

Posteriormente, el Parágrafo Segundo del Artículo 210 de la Ley 1753 del 9 de junio de 2015, por la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un Nuevo País”, definió que: *“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, en las Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 consideran en detalle acciones que deben adelantarse para garantizar el abastecimiento seguro y confiable de combustibles: modernizar los procesos en refinación para lograr el aprovechamiento de crudos pesados y la mayor producción de combustibles, ampliar la infraestructura necesaria para la importación de combustibles, desarrollar infraestructura de puertos y ductos que permita el transporte desde las zonas de acopio o producción, desarrollar sistemas de almacenamiento estratégico para combustibles, cercanos a los principales centros de consumo.

De esta forma, se sientan bases sólidas para crear las condiciones para asegurar la disponibilidad y suministro de combustibles líquidos en el mercado nacional.

Por otra parte, La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG tiene por objeto, en lo que se refiere al sector de los combustibles líquidos, la expedición de la regulación económica para las actividades de la cadena, en los términos y condiciones señalados en la Ley.

1.2 Disponibilidad de Petróleo Crudo para Refinación

La Ley 697 de 2001 o Ley URE declara el *“Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE) como un asunto de interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar el*

abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el medio ambiente y los recursos naturales.”

Esta Ley fue reglamentada por el Decreto 3683 de 2003, que en su Artículo 23 estableció que: “a partir del 1° de febrero de 2006 y con criterios de autoabastecimiento energético y de uso racional y eficiente de la energía, el petróleo crudo y/o sus mezclas que se explote en el territorio nacional y que se destine para consumo interno, solamente podrá ser utilizado para refinación”

Sin embargo, se estableció una excepción en el Parágrafo 2° del Artículo 23 que señala: *La restricción señalada en el presente artículo no aplica para crudos y/o mezclas de crudos con calidad igual o inferior a 14 grados API, excepto en lo relacionado con el contenido de azufre que trata el artículo 1° del Decreto 2107 del 3° de noviembre de 1995, o la norma que lo aclare, modifique o derogue. ...”*

A este respecto es importante mencionar que hoy los crudos pesados representan una porción relativamente alta de la canasta total de crudos y la modernización de la refinería de Cartagena, entre otras razones se realizó para el procesamiento de mayores volúmenes de crudos pesados. Además como bien lo señala el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 (Ley 1755 de 2015), en el Parágrafo 2° del Artículo 210 “*Garantía de Abastecimiento Seguro y Confiable de 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”*.”

1.3 Distribución de Combustibles Líquidos

El Artículo 1° de la Ley 39 de 1987, “*por la cual se dictan disposiciones sobre la distribución del petróleo y sus derivados*”, establece que “*la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público que se prestará de acuerdo con la Ley.*”

En virtud de lo anterior, la Ley 26 de 1989, “*por medio de la cual se adiciona la Ley 39 de 1987 y se dictan otras disposiciones sobre la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo,*” establece la potestad del Gobierno para determinar todos los aspectos relacionados con la distribución de los combustibles líquidos: Artículo 1°. *En razón de la naturaleza del servicio público de la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, fijado por la Ley 39 de 1987, el Gobierno podrá determinar: horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad, relaciones contractuales y demás condiciones que influyen en la mejor prestación de ese servicio público.”*

El Artículo 2° de la Ley 39 de 1987 relacionó y definió los siguientes agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos: gran distribuidor mayorista (Ecopetrol), distribuidor mayorista, distribuidor minorista, gran consumidor y transportador. Sin embargo, este artículo fue modificado por el Artículo 61 de la Ley 812 de 2003 (Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 “Hacia un Estado Comunitario”) de la siguiente manera:

“Artículo 61. Cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo. El artículo 2° de la Ley 39 de 1987 quedará así: Artículo 2°. Los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, con la excepción del gas licuado de petróleo, solamente serán el Refinador, el Importador, el Almacenador, el Distribuidor Mayorista, el Transportador, el Distribuidor Minorista y el Gran Consumidor.”

El Decreto 4299 de 2005, parcialmente modificado por los Decretos 1333 de 2007 y 1717 de 2008, reglamentó el Artículo 61 de la Ley 812 de 2003. Este decreto estableció los requisitos, las obligaciones y el régimen sancionatorio aplicables a los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, excepto GLP, cuyo propósito fue el de resguardar a las personas, los bienes y preservar el medio ambiente.

Dicho Decreto 4299 de 2005 en su Artículo 1° definió que: *“La refinación, almacenamiento, manejo, transporte y distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo son considerados servicios públicos que se prestarán conforme a la ley, el presente decreto y demás disposiciones que reglamenten la materia.”* El Parágrafo 2° del mismo Artículo establece de manera general que todos los agentes de la cadena de distribución *“... prestarán el servicio en forma regular, adecuada y eficiente, de acuerdo con las características propias de este servicio público.”*

La Tabla 1-1 detalla las obligaciones específicas para cada agente con respecto al abastecimiento y a la prestación del servicio, y detalla los agentes autorizados para vender los combustibles o prestar el servicio (almacenamiento, transporte).

En todos los casos se exige mantener una prestación regular del servicio y/o garantizar un suministro regular y estable de los combustibles. En el caso de los distribuidores mayoristas de combustibles se exige adicionalmente disponer en todo momento de una capacidad de almacenamiento mínima correspondiente al 30% de su volumen mensual de despachos de cada planta de abastecimiento que posea.

Tabla 1-1 Obligaciones de Abastecimiento Agentes de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos

Agente	Obligaciones	Comprador
Refinador	Mantener una prestación regular del servicio	Refinador
		Distribuidor mayorista
		Distribuidor minorista EDS de aviación
		Distribuidor minorista EDS marítima

Agente	Obligaciones	Comprador
Importador	Ninguna	Gran consumidor instalación. fija con consumo ACPM $\geq 420,000$ gal/mes
		Refinador
		Distribuidor mayorista
		Distribuidor minorista EDS de aviación
Almacenador	Mantener una prestación regular del servicio de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo	Distribuidor minorista EDS marítima
		Gran consumidor instalación. fija con consumo ACPM $\geq 420,000$ gal/mes
		Refinador
		Importador
Distribuidor Mayorista	Garantizar suministro regularmente y estable de combustibles con las personas con las que tenga un contrato o acuerdo comercial, salvo interrupción justificada del suministro. Disponer en todo momento de una capacidad de almacenamiento mínima correspondiente al 30% de su volumen mensual de despachos de cada planta de abastecimiento que posea.	Distribuidor mayorista
		Distribuidor minorista EDS de aviación
		Distribuidor minorista EDS marítima
		Gran consumidor instalación. fija con consumo ACPM $\geq 420,000$ gal/mes
Distribuidor Minorista	Garantizar un suministro de carácter regular y estable a los consumidores finales con los que mantenga una relación mercantil vinculante, sea cual fuere la forma de la misma, salvo interrupción justificada del suministro	Distribuidor Mayorista
		Distribuidor Minorista
		Gran Consumidor
		Prohibido vender a agentes con los que no tenga contrato
Transportador	Transportador por poliducto: Reglamento de transporte Transporte Terrestre: Decreto 1609 de 2002	Prohibido vender a distribuidores minoristas con EDS automotriz y fluvial que no tengan exhibida su marca comercial.
		EDS de Aviación: aviación
		EDS Marítima: buques o naves
		EDS Automotriz: vehículos automotores
Gran Consumidor	Abastecerse solamente de los agentes autorizados por MinMinas	Comercializador Industrial:
		Consumidor final < 20,000 gal/mes y gran consumidor sin instalación:
Productor de Alcohol Carburante	No existe restricción para exportar alcoholes carburantes en la medida en que se garantice el abastecimiento interno de los mismos. Mantener una capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para cubrir la demanda durante un tiempo mínimo de 10 días hábiles.	Distribuidor mayorista

Agente	Obligaciones	Comprador
Productor de Alcohol Carburante	No existe restricción para exportar biodiesel en la medida en que se garantice la demanda interna del mismo.	Mezcladores autorizados
	Mantener una capacidad de almacenamiento e inventario equivalente a 10 días de producción.	Refinador y Distribuidor Mayorista

Fuente: UPME

El Decreto 1073 de 2015, compilo las normas relacionadas con el sector de Minas y Energía y se expidió como Decreto Reglamentario Único, para racionalizar y simplificar del ordenamiento jurídico, para asegurar eficiencia económica y social del sistema legal y para afianzar la seguridad jurídica.

1.4 El Refinador y la Responsabilidad de Abastecimiento

El agente Refinador, aunque no estaba contemplado como un agente de la cadena de distribución de combustibles en la Ley 39 de 1987 (Ecopetrol era “Gran Distribuidor Mayorista”), sólo fue incluido en la lista de agentes de la Ley 812 de 2003, aunque la actividad de refinación de petróleo siempre ha estado contemplada en el Código de Petróleos, pues los Artículos 58 y 210 del Código de Petróleos establecen que: “La refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional.”

En concepto del Ministerio de Minas y Energía existe obligación de atender preferentemente las necesidades del país y es amplio e involucra a toda la cadena incluyendo a refinadores, comercializadores y distribuidores. Por ello Ecopetrol subsidió los precios de la gasolina y ACPM hasta agosto de 2006, fecha en la que Minminas emitió la Resolución 180966 de 2006, la cual estableció el costo de oportunidad para los refinadores privados así:

“Artículo 1º. Quienes ejerzan la actividad de refinación en el territorio colombiano, deberán destinar su producción o parte de ella al abastecimiento nacional siempre y cuando el consumo de derivados del petróleo del país lo exija.

Artículo 2º. Cuando se den las condiciones establecidas en el artículo anterior y mientras que el ingreso al productor esté regulado y sea inferior al costo de oportunidad indicado en el presente artículo, la remuneración de dichos productos refinados, provenientes de refinerías de propiedad total o parcialmente privadas, estará referida al costo de oportunidad, medido como la paridad de exportación de los mismos con referencia al mercado de la costa del golfo de los Estados Unidos de América.”

Significando que en el caso de las refinerías parcial o totalmente privadas, que es el caso colombiano desde cuando se creó la empresa Refinería de Cartagena S.A. y se privatizó una parte de Ecopetrol, los subsidios son desembolsos reales de caja pagados por el Estado a los refinadores,

con cargo al presupuesto nacional. Esta definición del costo de oportunidad del refinador parcial o totalmente privado no incorporó dos recomendaciones importantes del Plan Energético Nacional 2006 – 2025 (PEN): la primera es que 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 las referencias externos, en este caso el internacional.

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 exportado del producto, y la segunda es tener en cuenta la calidad de los productos nacionales con respecto a los externos de referencia.

Finalmente, la Ley 1151 de 2007 “Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010” oficializó que los subsidios se podrán financiar con cargo al Presupuesto Nacional, y simultáneamente creó el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), así: *“Artículo 60. Sistema General de Precios de Combustibles. Se podrán financiar, con cargo a los recursos del Presupuesto General de la Nación, los subsidios a la gasolina motor y combustibles diésel. Mientras culmina el desmonte de estos subsidios en la vigencia del presente Plan Nacional de Desarrollo, seguirán siendo financiados con cargo a los recursos de la Nación, en desarrollo de la política para implementar un sistema general de precios que reconozca la realidad de los precios internacionales de estos combustibles.”*

Por ello, se incluyó el siguiente artículo en la Ley 1110 de 2006 (Ley de Presupuesto Nacional para el año 2007): *“ARTÍCULO 48o. La diferencia entre el ingreso al productor regulado y el precio en el mercado Internacional referenciado al mercado del golfo de los Estados Unidos de América para los refinadores o importadores, que venía siendo asumida por estos, en cumplimiento de las finalidades sociales del Estado en los términos previstos en la Constitución Política, podrá ser financiado durante la vigencia fiscal de 2007 con cargo a los recursos de la Nación que se incorporan en el presupuesto del Ministerio de Minas y Energía, el cual determinará las bases, criterios y procedimientos para su asignación y traslado.”*

De otra parte, la Ley 1819 de 2016 mediante la cual se adoptó la “Reforma Tributaria”, en su Artículo 224 creó la “Contribución Parafiscal al Combustible”, con el propósito de financiar el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles, FEPC y superar el impase ocurrido a mediados de 2016 al quedar sin piso jurídico, por cuenta de una sentencia de la Corte Constitucional, pero además superar la compleja situación de déficit existente para cubrir la diferencia de precios.

1.5 Remuneración Plan de Continuidad

El Artículo 6° de la Ley 1118 de 2006 con la cual se modificó la naturaleza jurídica de Ecopetrol S.A. señaló que *“Todos los actos jurídicos, contratos y actuaciones necesarias para administrar y*

desarrollar el objeto social de ECOPETROL S.A., una vez constituida como sociedad de economía mixta, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado, sin atender el porcentaje del aporte estatal dentro del capital social de la empresa.”

Esta Ley también determinó que no le serán aplicables a Ecopetrol S.A. obligaciones ni las cargas fiscales señaladas en las leyes 191 de 1995 y 1616 de 1994. Bajo esta nueva estructura jurídica Ecopetrol S.A. debe ser remunerada por las inversiones que ejecute para garantizar el abastecimiento de combustibles al país. Por tal razón desde enero de 2010 las estructuras de precios de la mayoría de los combustibles líquidos, de los combustibles oxigenados y de las mezclas ACPM-biodiesel incluyen un nuevo ítem denominado “Margen Plan de Continuidad”.

Dicho margen se creó a fin de remunerar a Ecopetrol S.A. las inversiones específicamente la expansión del sistema de transporte Pozos Colorados - Galán y parte del montaje del poliducto Mansilla - Tocancipá. El Margen Plan de Continuidad está incorporado actualmente a las estructuras de precios de los combustibles mediante la Resolución 90155 del 31 de enero de 2014.

Sin embargo, a través del Decreto 1320 de 2012, Ecopetrol creó a Cenit, Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., filial especializada en transporte y logística de hidrocarburos, la cual se conformó con todos los activos de transporte de Ecopetrol, incluidos los poliductos y las participaciones accionarias en Ocesa, Oleoducto de los Llanos, Oleoducto Bicentenario y Oleoducto de Colombia. Cenit opera con un modelo abierto, buscando que todos los interesados tengan la posibilidad de acceder a la infraestructura. En abril de 2013, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 9-0229, con el fin de cambiar el beneficiario del Margen Plan de Continuidad, pasándolo de Ecopetrol a Cenit.

Es importante mencionar que el Artículo 13 de la Ley 681 de 2001 declaró que los poliductos de ECOPETROL son de acceso abierto, lo cual no fue cambiado por la Ley 1118 de 2006 y por lo tanto se mantiene vigente, así que ECOPETROL S.A., debe garantizar el acceso a terceros al transporte de productos por el sistema de poliductos, bajo el principio de no discriminación. No obstante, aún no se ha reglamentado Artículo 13 de la Ley 681 de 2001.

Por otra parte, el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 “Todos por un Nuevo País” establece que se requiere desarrollar sistemas de almacenamiento estratégico para combustibles, cercanos a los principales centros de consumo para mantener reservas que garanticen la confiabilidad en el suministro; responsabilidad que le corresponde al Ministerio de Minas y Energía. Como el Ministerio no cuenta con dicha infraestructura que permita garantizar el abastecimiento estratégico, 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.

1.6 Los Biocombustibles

La ley 697 de 2001 (“Ley URE”) definió que las fuentes no convencionales de energía son aquellas que están disponibles a nivel mundial, que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Dicha Ley permitió el desarrollo del programa de biocombustibles, iniciando con el alcohol como oxigenante de las gasolinas, estableciendo la obligatoriedad de su uso en centros urbanos de más de 500,000 habitantes.

Luego la Ley 788 de 2002 incluyó al alcohol carburante como compuesto exento de la sobretasa y del impuesto global a la gasolina y la Ley 863 de 2003 ratificó la exención del IVA para el alcohol carburante.

El programa de oxigenación de gasolinas fue implementado mediante el desarrollo de un completo marco legal y regulatorio que abarcó normas técnicas, de precios y de calidad. Las primeras normas se expidieron en el año 2003, con lo que el gobierno dio señales tempranas a todos los actores y se ha ido ajustando en la medida que varían las circunstancias internas o externas que limiten su desarrollo normal.

La Resolución Minminas 181069 de 2005 (Reglamento Técnico del Programa de Oxigenación de Gasolinas) estableció la prioridad de abastecer el mercado interno de etanol como requisito para poder exportar alcoholes carburantes, y en este mismo sentido obliga a los productores de etanol a vender el producto exclusivamente a los distribuidores mayoristas de combustibles y a mantener capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para atender la demanda.

Adicionalmente en su Artículo 4° determinó: *“El almacenamiento, manejo, transporte y distribución de alcoholes carburantes y combustibles oxigenados es un servicio público que se prestará conforme a lo establecido en la ley, en la presente Resolución, en los Decretos 283 de 1990, 353 de 1991, 300 de 1993, 1521 de 1998, 1609 de 2002 y demás disposiciones que regulen la materia y los modifiquen o deroguen.”* Es de anotar que este Artículo no incluye la producción de etanol como servicio público, y por tanto no existe la obligación para este agente de abastecer al mercado nacional.

No obstante lo anterior, la producción de etanol se ha mantenido relativamente estable, con excepción de situaciones puntuales como paros que han bloqueado las actividades productivas o por situaciones de inundaciones de cultivos de caña de azúcar o cuando varias destilerías han salido simultáneamente a mantenimiento, sin inventarios suficientes para atender la demanda. Durante tales períodos, el país consumió gasolinas básicas sin oxigenar, y por lo tanto el volumen de etanol tuvo que ser reemplazado por gasolina de origen fósil.

En lo referente a Biodiesel, la Ley 939 de 2004, impulsó el programa de mezclas ACPM –biodiesel estableciendo lo siguiente: Declara exenta la renta líquida generada por el aprovechamiento de

nuevos cultivos de tardío rendimiento en palma de aceite, cacao, caucho, cítricos, y frutales por un término de diez años contados a partir del inicio de la producción.

Define Biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel, como el combustible que cumple con las definiciones y normas de calidad establecidas por la autoridad competente, destinado a ser sustituto parcial o total del ACPM (diésel fósil) utilizado en motores. Además determina que el biocombustible de origen vegetal o animal de producción nacional para uso en motores diésel con destino a la mezcla con ACPM estará exento del impuesto a las ventas y del impuesto global al ACPM.

Establece que el combustible diésel que se utilice en el país podrá contener biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diésel en las calidades que establezcan el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Igualmente, fijó algunos incentivos tributarios a cultivos de tardío rendimiento incluyendo la palma de aceite, materia prima para producción de biodiesel y estableció exenciones a los impuestos IVA y Global para el biodiesel de producción nacional, aunque no incluyó la exención de la sobretasa.

Sin embargo, la Ley 939 de 2004, no hizo obligatoria la mezcla de biodiesel con el ACPM, sino que la deja opcional (“podrá contener”). Pero aun así, el programa se desarrolló y se adelantó un íntegro marco normativo que abarca normas técnicas, de precios y de calidad. A diferencia del programa de etanol, en el caso del biodiesel no se expidió un reglamento técnico completo sino solamente un reglamento para el registro de productores y/o importadores de biodiesel, sin incluir toda la cadena, el cual está contenido principalmente en la Resolución 182142 del 27 de diciembre de 2007, y en resoluciones posteriores que han ido ajustando el programa de implementación.

Por su parte el Artículo 2º del Decreto 2629 de 2007 establece que *“A partir del 1º de enero del año 2010 se deberán utilizar en el país mezclas de diésel de origen fósil con biocombustibles para uso en motores diésel en proporción 90–10, es decir 90% de ACPM y 10% de biocombustible (B10)”*.

Igual que en el caso del etanol, el reglamento para el registro de productores y/o importadores de biodiesel señala la prioridad de abastecer el mercado interno como requisito para poder exportar el producto, y en este mismo sentido obliga a los productores de biodiesel a vender el producto exclusivamente a los agentes autorizados (refinadores y distribuidores mayoristas de combustibles) y a mantener capacidad de almacenamiento e inventario suficiente para atender la demanda. El incumplimiento de las obligaciones establecidas en el reglamento técnico acarrearán para el infractor las mismas sanciones establecidas en el Decreto 4299 de 2005:

El reglamento para el registro de productores y/o importadores de biodiesel no establece que la producción o el almacenamiento, manejo, transporte y distribución de este biocombustible sea un servicio público. Sin embargo, las resoluciones modificatorias de este reglamento establecen la obligación de realizar las mezclas a los refinadores y a los distribuidores mayoristas.

Actualmente el refinador entrega a los distribuidores mayoristas mezclas B4 en la Costa Atlántica y mezclas B2 en el resto del país, y los distribuidores mayoristas son los encargados de agregar la cantidad adicional de biodiesel que se requiera para entregar las mezclas B8 o B10 según el caso. Las mezclas B2 y B4 se transportan por los poliductos de Cenit desde las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena respectivamente hasta las plantas de abastecimiento.

Similar al caso del etanol, el abastecimiento regular de biodiesel al mercado ha dependido fundamentalmente de los contratos comerciales entre los productores y los distribuidores mayoristas y del reconocimiento del costo de oportunidad de los productores en el precio del biodiesel, el cual está atado al precio nacional del aceite crudo de palma. Aunque el productor dual no puede exportar biodiesel mientras no se garantice el abastecimiento interno, ninguna norma le impide dedicar su infraestructura a producir y exportar aceite de palma sacrificando la producción de biodiesel.

Con base en lo anterior, es claro que la cadena de distribución real incluye a los productores de alcohol carburante y biodiesel, como agentes adicionales a los establecidos por la Ley 812 de 2003. Pues, aunque la producción de biocombustibles no es considerada como servicio público, y por lo tanto no existe la obligación para estos agentes de abastecer al mercado nacional, lo cierto es que los productores de biocombustibles no pueden exportarlos mientras no se garantice el abastecimiento interno. Pero es igualmente cierto, que no existe ninguna norma les impide dedicar su infraestructura a producir y exportar el producto alternativo (azúcar) o la materia prima (aceite de palma) sacrificando la producción de etanol o biodiesel.

1.7 Abastecimiento de Combustibles a Zonas de Frontera

El Artículo 1° de la Ley 681 de 2001 estableció que *“En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, previo visto bueno del Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol tendrá la función de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo”*. Esto en razón al régimen especial de las Zonas de Frontera, diseñado con el objeto de enfrentar el contrabando y la ilegalidad de en la distribución de combustibles. Sin embargo, con el cambio en la naturaleza de ECOPETROL fue necesario una modificación cambio estructural para el abastecimiento de las zonas de frontera.

Luego, el Artículo 9° de la Ley 1430 de 2010 señaló que *“En los departamentos y municipios ubicados en zonas de frontera, el Ministerio de Minas y Energía tendrá la función de distribución de combustibles líquidos, los cuales estarán exentos del impuesto global, IVA y arancel.”* Esta función comprende las actividades de importación, transporte, almacenamiento, distribución (mayorista, minorista y tercero) de los combustibles líquidos derivados del petróleo por parte del Ministerio de Minas y Energía en aquellos municipios catalogados como zona de frontera.

El Ministerio, podrá ejercer dicha función directa y autónomamente o la podrá ceder o contratar, total o parcialmente, con los distribuidores mayoristas autorizados con capacidad logística, técnica o interés comercial para la distribución de combustibles, con terceros previamente aprobados y

registrados o con distribuidores minoristas. La contratación o cesión de esta función por parte del Ministerio, se deberá realizar considerando la situación propia de cada municipio de zona frontera.

Según el Parágrafo 2° del mismo Artículo 9° de la Ley 1430 de 2010 señala que: *“El Ministerio de Minas y Energía tendrá a su cargo, con la debida recuperación de los costos, la regulación y coordinación de las actividades de distribución de combustibles, para lo cual establecerá planes de abastecimiento y podrá señalar esquemas regulatorios y tarifarios que permitan el desarrollo de lo establecido en el presente artículo...”* Bajo este contexto, la regulación reconoce rubros adicionales en la estructura de precios de los combustibles para remunerar las inversiones de los distribuidores realizadas en cumplimiento de esta normatividad, aunque tengan un tratamiento tributario distinto al resto del país.

1.8 Precios de los Combustibles

Como ya se mencionó, el Artículo 334 de la Constitución Política de Colombia establece la facultad del Estado para intervenir en la explotación de los recursos naturales como el petróleo y en tal sentido se promulgó la Ley 39 de 1987, *“por la cual se dictan disposiciones sobre la distribución del petróleo y sus derivados”*, definiendo en su Artículo 1° que *“la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público que se prestará de acuerdo con la Ley.”*

Luego, la Ley 26 de 1989, *“por medio de la cual se adiciona la Ley 39 de 1987 y se dictan otras disposiciones sobre la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo,”* determinó la potestad del Gobierno para determinar los precios y márgenes de comercialización de los combustibles líquidos así: *“Artículo 1°. En razón de la naturaleza del servicio público de la distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, fijado por la Ley 39 de 1987, el Gobierno podrá determinar: horarios, precios, márgenes de comercialización, calidad, calibraciones, condiciones de seguridad, relaciones contractuales y demás condiciones que influyen en la mejor prestación de ese servicio público.”*

Después y según lo establecido en el Decreto 2119 de 1992, *“por el cual se reestructuraron el Ministerio de Minas y Energía y otras entidades...”*, el Gobierno le asignó a dicho Ministerio la función de adoptar la política nacional en materia de distribución de hidrocarburos y fijar los precios de los productos derivados del petróleo que en su Artículo 3°. *“Funciones Generales”*- especificó que además de las funciones señaladas a los Ministerios por el Decreto-Ley 1050 de 1968, y las normas que lo modifiquen o adicionen, el Ministerio de Minas y Energía ejercerá entre otras las siguientes funciones generales:

“Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de las fuentes

alternas y, en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo...

“ARTICULO 6o. Funciones específicas del Subsector de Hidrocarburos.- En relación con el subsector de hidrocarburos, el Ministerio tendrá las siguientes funciones:...13. Fijar los precios de los productos derivados del petróleo y del gas natural en refinería o en planta y los de distribución al por mayor.” Esta función fue ratificada en el Decreto 070 del 17 de enero de 2001, por el cual se modificó la estructura del Ministerio de Minas y Energía.

Por Resolución 3-2512 de diciembre de 1993, se definió: *“Que con el propósito de que la industria nacional pueda competir en igualdad de condiciones con el mercado internacional, en concordancia con la política macroeconómica del Gobierno Nacional, es aconsejable que los precios de algunos productos derivados del petróleo, puedan ajustarse oportunamente a las variaciones que se presenten en los costos internos de producción y en los precios del mercado internacional;”*

“Artículo 1º. Quedan sometidos a control de precios los productos derivados del petróleo que se señalan a continuación: gasolina motor corriente, gasolina motor extra, bencina industrial, aceite combustible para motores (A.C.P.M.), diésel marino para consumo nacional, electrocombustible, queroseno, cocinol, gas propano (GLP) y gas natural.” Se señaló también en el “Artículo 2º. Los precios de los productos derivados del petróleo no mencionados en el artículo anterior, serán los que establezca el productor, teniendo en cuenta los costos internos de producción y los precios que rijan en el mercado internacional.”

Los precios de los combustibles en el pasado estuvieron definida en función de objetivos de estabilidad de precios en la economía y luego se dio paso a un esquema de mercado para favorecer una dinámica de eficiencia en la asignación de los recursos. Como un primer paso para la liberación de los precios, el Ministerio de Minas y Energía modificó la anterior Resolución y excluyó la gasolina extra y bencina industrial del régimen de control de precios, a través de la Resolución 8-0278 de febrero de 1996. Después estableció una nueva estructura y metodología para la fijación de los precios de la gasolina corriente motor y del ACPM, mediante las resoluciones 8-2438 y 8-2439 de diciembre 1998, respectivamente.

La nueva metodología vinculó el ingreso al productor de gasolina y ACPM a precios internacionales de combustibles similares, bajo el esquema de paridad de importación, y se liberaron márgenes minoristas y precios de venta al público. Esta nueva metodología buscaba remunerar el costo de importar combustibles hasta el interior del país (refinería de Barrancabermeja), para incentivar la entrada de nuevos competidores al mercado de combustibles en el país. Sin embargo, la metodología se fue modificando para suavizar el impacto de la fórmula original, sin derogar

definitivamente las Resoluciones de 1998 y hacia el año 2000 en nuevo esquema se apartó definitivamente de la fórmula, desde entonces todos los meses expide una nueva Resolución de precios para el respectivo mes

Con respecto al Jet A-1, la Ley 681 de 2001 estableció que el precio de venta al distribuidor mayorista es el resultado de sumar el ingreso al productor, los cargos por concepto de transporte a través del sistema de poliductos y el IVA. Esta Ley ató el ingreso al productor del Jet A-1 en Colombia al índice Platt's US Gulf Coast Wb (Low) de las cotizaciones del índice JET 54 USGC.

1.8.1 Gasolina Corriente

Según lo ya indicado, la Resolución 82438 de 1998 del Ministerio de Minas y Energía estableció la estructura de precios de la gasolina motor corriente, mediante fórmulas para calcular el ingreso al productor, tarifa de transporte por poliductos y los márgenes de distribución mayorista y minorista.

Con la Resolución 181602 de 2011, la metodología para calcular el ingreso al productor pasó de ser precio de paridad importación a precio paridad de exportación ponderada, con el fin de mejorar la medición del costo de oportunidad desde la perspectiva del productor. La variación se debió a: i) Ecopetrol recibía remuneración por costos de importación en los que no incurría y ii) el costo de oportunidad de Ecopetrol era mayor considerando que toda su producción fuera exportada.

Dado que el punto de referencia es la refinería de Barrancabermeja, el costo del transporte entre la costa colombiana y esta refinería es un costo que en la práctica no se genera, por cuanto Ecopetrol solo puede exportar una vez que supla las necesidades del mercado interno, ello para ser lógico con la modificación de la metodología, pero sin desincentivar la inversión de refinación.

Ingreso al Productor: Este ítem se establece mensualmente con base en la metodología de paridad de exportación Costa del Golfo que se pondera con índice de la Nafta como se describe a continuación:

$$PPE_t = [(0.7 \times UNL87_t + 0.3 \times Nafta_t) - FL_t - CT_t] \times TRM_t$$

Donde:

UNL87_t: cotización del índice UNL 87 (Ron 92) en la U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación PLATT's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

Nafta_t: cotización del índice de la Nafta en la Costa del Golfo de Estados Unidos de la publicación Platt's, expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t.

FL_t: costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos para transportar un galón de gasolina desde el puerto de exportación local de la Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de Estados Unidos, en dólares por galón, en el día t. Dicho valor será el que resulte de aplicar

$$FL_t = \left[\frac{Ws_t}{f \times 42} \right] \times \left(\frac{STR_t}{100} \right)$$

Ws_t: cotización diaria del flete de referencia de la ruta Houston-Pozos Colorados, publicado por el Worlwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale", expresado en dólares por tonelada métrica, en el día t.

f: Factor de conversión de Toneladas Métricas a Barriles. Para el caso de la Gasolina Motor Corriente colombiana este factor de conversión es de 8.535 a 60° API.

42: Factor de conversión de barril a galón.

STR_t: cotización diaria del factor de corrección de mercado, para el flete de los tanqueros limpios de 38,000 Toneladas Métricas, para la ruta CARIB/USG, de la publicación Platt's de Standard & Poors, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess), en el día t.

CT_t: costo de los fletes por poliducto o terrestres para transportar un galón de gasolina desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, de acuerdo con las tarifas reguladas sobre el particular por el Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de regulación de precios, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t. Para efectos de las tarifas en pesos, se utilizará para su conversión a dólares la tasa de cambio aplicable a cada uno de los días de cálculo.

TRM_t: tasa de cambio representativa de Mercado vigente para el día t, certificada por la Superintendencia Financiera.

Diferencial: diferencia positiva o negativa entre el precio paridad exportación diario de la Gasolina Motor Corriente de producción nacional, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos y el Ingreso al Productor vigente para cada día del mes.

Cuando el diferencial anterior es positivo se denomina Diferencial de Compensación por Galón, cuando es negativo se denomina Diferencial de Participación por galón.

Precio en la fecha de cálculo de la Gasolina Motor Corriente Paridad Exportación – Producción Nacional PPE_t: último precio paridad exportación diario de la Gasolina Motor Corriente de producción nacional – PPE_t, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, disponible en la fecha de cálculo de acuerdo al rezago en los datos reportados por la publicación Platt's.

Tendencia diaria b: Corresponde al coeficiente de la pendiente que resulta de una línea de regresión por mínimos cuadrados ordinarios para los datos disponibles, desde el primer día del mes anterior, del logaritmo natural del precio paridad exportación diario de la gasolina motor corriente de producción nacional- PPE(t), referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos de América, con respecto al tiempo medido en días utilizando la siguiente ecuación:

$$\ln PPE_t = a + b_t$$

Ln PPE_t: Corresponde al logaritmo natural del precio paridad exportación diario de la gasolina motor corriente de producción nacional - PPE_t, referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos de América, expresado en pesos por galón.

a: valor del intercepto de la señalada ecuación.

b: coeficiente de pendiente o tendencia diaria. Indica cual es, en promedio, el cambio porcentual diario en PPE_t.

t: tiempo medido en días.

Tendencia mensualizada m: valor mensualizado del coeficiente de pendiente b y se calculará de la siguiente manera:

$$m = (1 + b)^n - 1$$

n: número de días hábiles con datos disponibles del mes en el cual se está realizando el cálculo.

Para el cálculo del ingreso al productor para un determinado mes, le aplica la siguiente tabla, donde se encuentran los escenarios, según el valor del diferencial de compensación o participación en la fecha de cálculo y la tendencia mensualizada m , calculados de acuerdo con las definiciones arriba descritas:

Tendencia	Diferencial positivo en la fecha de cálculo	Diferencial negativo en la fecha de cálculo
Creciente ($m \geq 0$)	$c = \min [m, 3\%]$	$c = 0$
Decreciente ($m < 0$)	$c = 0$	$c = \text{máx. } [m, -3\%]$

Ingreso al Productor vigente para el siguiente mes se determinará de acuerdo con la fórmula señalada a continuación:

$$IP (\text{Siguinte mes}) = IP (\text{Vigente}) \times (1 + c)$$

Impuestos: El precio de la gasolina cuentan con una carga fiscal importante que incluye: i) Impuesto Nacional (valor establecido por los Artículos 167, 168 y 173 de la Ley 1607 de 2012, modificados por los artículos 218, 219 y 220 de la Ley 1819 de diciembre de 2016), ii) IVA Ingreso al Productor (valor correspondiente al establecido en el artículo 467 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 183 de la Ley 1819 de 2016); iii) Impuesto al Carbono (gravamen establecido por los artículos 221 y 222 de la Ley 1819 de 2016); iv) IVA Margen Distribución Minorista (establecido por el artículo 467 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 183 de la Ley 1819 de 2016) y v) Sobretasa (contribución modificada por la Ley 722 de 2002).

El hecho generador del Impuesto Nacional, lo constituye la venta, retiro, o importación para consumo propio, importación para venta de gasolina y ACPM y la importación temporal, causándose en una sola etapa respecto del hecho generador que primero ocurra. El sujeto pasivo del impuesto es quien adquiere la gasolina del productor o el importador; el productor cuando realice retiros para consumo propio; y el importador cuando previa nacionalización, realice retiros para consumo propio y son responsables del impuesto el productor o el importador de los bienes sometidos al impuesto, independientemente de su calidad de sujeto pasivo, cuando se realice el hecho generador.

El IVA, gravamen que recae sobre el consumo de bienes y servicios cuyo hecho generador es la venta, implica transferencia del dominio o de la propiedad del combustible independientemente que la misma se lleve a cabo en forma directa, a nombre propio o por cuenta y a nombre de terceros. Igualmente, los importadores quienes deben liquidar y pagar este gravamen al momento de la nacionalización, indiferentemente que se destine para su uso o para comercialización. La última reforma tributaria se incluyó el IVA al Margen Distribución Minorista, haciendo responsable a este agente del gravamen en la venta de los productos derivados.

El otro tributo corresponde al Impuesto al Carbono aprobado en 2016 y recae en el consumo de algunos combustibles fósiles y se debe pagar una sola vez al momento de su venta dentro del territorio nacional, retiro, importación para el consumo propio o para la venta de combustibles. El hecho generador corresponde a la adquisición del combustible para uso energético y que genere combustión.

Transporte: Lo que diferencia a las estructuras de precios de los combustibles entre una y otra ciudad es principalmente el transporte de los combustibles básicos por poliducto. Las tarifas por distancia para el transporte por poliductos se establecieron en las Resoluciones 180088 y 180209 de 2003, las cuales se actualizan de manera anual rigiendo actualmente la Resolución 41276 del 30 de diciembre de 2016. Es la proporción del costo de movilizar por poliducto el combustible desde sitio de producción o importación hasta planta de abasto.

Márgenes de Distribución: Se refieren a la remuneración de las actividades de distribución tanto mayoristas como minorista, difieren por tipo de agente pero similares por fuente energética. Han sido diversas las metodologías usadas para remunerar estas actividades de forma tal que se promueva la competitividad y productividad de los distintos niveles de la cadena de distribución.

En una época se definió el régimen de libertad vigilada para ciertas ciudades para las cuales el margen del distribuidor mayorista se fijaba libremente, mientras que en caso de del margen de distribución minorista se aplicaba régimen de libertad regulada y por tanto tendrían que aplicarse las fórmulas dispuestas por esta normatividad.

Posteriormente, la metodología para determinar los márgenes evolucionó hacia la dolarización con el propósito de expandir y adecuar la infraestructura de almacenamiento de alcohol carburante, y de biodiesel. Luego en un periodo de transición por revaluación del peso, volvió el esquema en pesos y los más recientes ajustes en la remuneración de la actividad de distribución definió un valor máximo único para gasolina y ACPM, tanto en la distribución mayorista, como la minorista que varía dependiendo del Índice de Precios al Consumidor – IPC.

Otros elementos: Existen ítems adicionales en la estructura de los precios de la gasolina corriente motor, como: i) tarifa de marcación (remuneración a la adición de una sustancia de contraste que se mezcla con el fósil para realizar trazabilidad en la distribución en el territorio nacional); ii) las pérdidas por evaporación (remuneración por merma en transporte, manejo y trasiego entre la planta de abastecimiento y la EDS); iii) margen plan de continuidad (remuneración de la ampliación de la capacidad de transporte por poliducto); iv) transporte desde la planta de almacenamiento hasta la estación de servicio (transporte terrestre para compensar la actividad entre el recibo del producto en planta de abastecimiento hasta la entrega en la estación de servicio).

1.8.2 Gasolina Corriente Oxigenada

La Resolución 181088 de 2005, modificada por las resoluciones 180222 de 2006, 181232 de 2008 y 180825 de 2009, establecen la estructura de precios de la gasolina motor corriente oxigenada que utiliza en el país desde noviembre de 2005. Las gasolinas oxigenadas, corriente y extra, se introdujeron inicialmente en el sur-occidente (Valle del Cauca, Cauca y Nariño) y el Eje Cafetero (Risaralda, Caldas y Quindío) en el año 2005, poco después en el área de influencia de las plantas de Puente Aranda y Mansilla (Bogotá D.C., Cundinamarca, Boyacá, Meta, Casanare, Guaviare en 2006), posteriormente en Santander desde 2007, luego en Huila, Tolima y Antioquia desde 2009, y finalmente en los departamentos de la Costa Atlántica a partir de abril de 2010.

Hasta diciembre de 2009 se utilizaron mezclas E10 (90% gasolina básica y 10% etanol) pero sólo se oxigenaba el 80% de las gasolinas del país. Desde de enero de 2010 se utilizan mezclas E8 (92% gasolina básica y 8% etanol) y se fue extendiendo hasta oxigenar prácticamente todo el país, con excepción de algunas zonas de frontera, que representan menos del 1% del país. Sin embargo, ha sido necesario disminuir la proporción y en 2017 el porcentaje de mezcla es de 94% de gasolina y 6% de alcohol.

Para el cálculo del ingreso al productor de alcohol se han emitido varias resoluciones que establecen un ingreso (máximo) al productor. En 2003 se fijó la primera señal de precios a inversionistas definiendo una fórmula con un precio inicial para alcohol carburante de (\$3.471,94 por galón, equivalente a US\$ 1.20) y un mecanismo de ajuste basado en inflación industrial (70% del índice de precios al productor - IPP) y devaluación (30%). Luego la metodología fue modificada para incentivar la construcción de destilerías en Colombia en periodos de bajos precios del azúcar.

Después el precio se fue ajustando con Resolución 181088 de 2005, la cual fue modificado por las resoluciones 180222 de 2006, 181232 de 2008, 180825 de 2009 y más recientemente por la Resolución 180643 de 2012, en donde se señala que para calcular ingreso al productor del alcohol carburante, se utilizara como una de las variables el costo de oportunidad de los usos alternativos de la materia prima utilizada en la producción de alcohol carburante, y que se basa en el promedio móvil de los últimos 6 meses del precio de paridad exportación del azúcar blanco refinado y del azúcar crudo, además de la necesidad de actualizar los costos de transporte para el cálculo del costo de oportunidad de exportación del azúcar.

Igualmente, el cambio se argumentó con el fin de mitigar el impacto del precio del alcohol carburante sobre el precio de los combustibles y en general sobre los consumidores finales, bajo la filosofía de tener un combustible de mejor calidad a un precio similar.

En todo caso, el valor del ingreso al productor de alcohol carburante para un determinado mes, está definido de acuerdo con lo establecido en la Resolución 18 1088 de 2005, ajustada a través de la Resolución 180643 de 2012 y no podrá ser superior en ningún caso al precio de referencia para

Bogotá de la gasolina motor corriente oxigenada, calculado por el Ministerio de Minas y Energía para el mes inmediatamente anterior.

Finalmente el precio de la gasolina motor corriente oxigenada a usuario final, es la sumatoria de cada uno de los siguientes componentes: ingreso al productor, transporte, impuestos, márgenes y otros elementos. Los factores: ingreso al productor, transporte e impuestos deben ser ponderado por la proporción de alcohol carburante existente en la mezcla, adicionado por el costo de movilizar el etanol carburante desde planta de producción hasta planta de abasto.

1.8.3 ACPM

La estructura de precios del ACPM para uso en motores diésel se sustenta en la Resolución 18491 de 2012, la cual modificó la Resolución 82439 de 1998. La nueva fórmula para determinar el ingreso al productor se basa en el concepto de costo de oportunidad y hace alusión al precio diario de paridad ponderado de ACPM, el cual considera el peso del costo de oportunidad de exportar y el de importar, según el porcentaje del combustible que se produce internamente o se importa, referenciado en el mercado de la Costa del Golfo. La modificación de la metodología se basó en las tendencias de los precios internacionales del ACPM, buscando mitigar las variaciones de los precios internacionales del crudo y sus derivados a los consumidores finales nacionales.

El precio diario de paridad ponderada – PPP del ACPM no corresponde al ingreso del productor (el cual se calcula, mensualmente, el último día hábil de cada mes), sino que se utiliza como referencia para calcular el porcentaje de incremento del ingreso al productor para el mes siguiente. A continuación se detalla el esquema de cálculo:

Ingreso al Productor: Este ítem se establece mensualmente como el precio diario paridad ponderada del ACPM:

$$PPP_{t,x,j} = (\%pronal_{j-1} \times PPEACPM_{t,x,j}) + (\%impo_{j-1} \times PPIMPO_{t,x,j})$$

t: tiempo medido en días

x: mes en el cual se están haciendo los cálculos

j: trimestre en el cual se están realizando los cambios

%impo_{j-1}: porcentaje de ACPM importado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol S.A. para el trimestre j-1.

%pronal_{j-1}: porcentaje de ACPM de producción nacional utilizado para atender la demanda nacional reportado por Ecopetrol S.A. para el trimestre j-1.

Paridad Exportación del ACPM de Producción Nacional - *PPEACPM_{t,x,j}*: precio paridad exportación, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del ACPM para uso en motores diésel producido en Colombia y se calculará como el promedio ponderado de los índices: Diésel N° 2, ULSD (Ultra Low Sulfur Diésel), y LSD (Low Sulfur Diésel) de la costa del Golfo de Estados Unidos,

con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación, mediante la siguiente ecuación:

$$PPEACPM_{t,x,j} = \left[\frac{VLSD_{j-1} \times PLSD_{t,x} + VHSD_{j-1} PHSD_{t,x} + VULSD_{j-1} \times PULSD_{t,x}}{VT_{j-1}} - FL_t - CT_{t,x} \right] \times TRM$$

VLSD_{j-1}: Volumen total de la corriente de ACPM cuyo contenido de azufre sea mayor a 50 ppm y menor a 500 ppm, utilizado en la producción del diésel vendido en el trimestre j-1.

PLSD_{t,x}: cotización del Índice LSD (Low Sulfur Diésel) Gulf Coast Waterborne de la publicación Platt's de Standard & Poor expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t, para el mes x. **Debido a que el indicador se dejó de publicar, se indica en la Resolución 90154 de 2014, que se empleará el promedio aritmético del PULSD y (No.2D_{t,x}) el número 2 de U.S. Gulf Coast Waterborne de Platt's**

$$PLSD_{t,x} = \frac{No. 2D_{t,x} + PULSD_{t,x}}{2}$$

VHSD_{j-1}: Volumen total de ACPM cuyo contenido de azufre sea mayor o igual a 500 partes por millón utilizado en la producción del diésel vendido en el trimestre j -1.

PHSD_{t,x}: cotización del Índice Número 2 U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación Platt's de Standard & Poor's expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t, para el mes x.

VULSD_{j-1}: Volumen total de ACPM cuyo contenido de azufre sea menor o igual a 50 partes por millón utilizado en la producción del diésel vendido en el día t para el trimestre j-1.

PULSD_{t,x}: cotización del Índice ULSD (Ultra Low Sulfur Diésel) U.S. Gulf Coast Waterborne de Platt's de Standard & Poor's expresado en dólares por galón (US\$/Gal), en el día t, para el mes x.

VT_{j-1}: Volumen total vendido de diésel en el trimestre j-1 en todo el territorio nacional.

CT_{t,x}: costo de los fletes por poliducto o terrestres para transportar un galón de ACPM desde la Refinería hasta el puerto de exportación local, de acuerdo con las tarifas reguladas sobre el particular por el Ministerio de Minas y Energía, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t, para el mes x. Para efectos de las tarifas en pesos, se utilizará para su conversión a dólares la tasa de cambio aplicable a cada uno de los días de cálculo.

FL_t: costo de los fletes marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de ACPM desde el puerto de exportación local de la Costa Colombiana hasta la Costa del Golfo de Estados Unidos, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), en el día t. Dicho valor será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$FL_t = \left[\frac{Ws_t}{f \times 42} \right] \times \left(\frac{STR_t}{100} \right)$$

Ws_t: cotización diaria del flete de referencia de la ruta Houston-Pozos Colorados, publicado por el Worlwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale", expresado en dólares por tonelada métrica, en el día t.

f: Factor de conversión de Toneladas métricas a Barriles. Para el caso del ACPM este es factor de 7.491 a 34o API.

42: Factor de conversión de barril a galón.

STR: cotización diaria, del factor de corrección de mercado para el flete de los tanqueros limpios de 38.000 Toneladas Métricas para la ruta CARIB/USG, de la publicación Platt's de Standard & Poor's, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess), en el día t.

Paridad Importación del ACPM – $PPIMPO_{t,x,j}$: precio paridad importación, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, de cada observación diaria del ACPM para uso en motores diésel y se calculará como el promedio ponderado de los índices: Diésel número 2, ULSD (Ultra Low Sulfur Diésel), y LSD (Low Sulfur Diésel) de la Costa del Golfo de Estados Unidos, con base en los volúmenes de las corrientes de diferentes calidades utilizadas por todos los refinadores para la producción de Diésel en la calidad exigida por la regulación, mediante la siguiente ecuación:

$$PPIMPO_{t,x,j} = \left\{ \frac{VLSD_{j-1} \times PLSD_{t,x} + VHSD_{j-1} \times PHSD_{t,x} + VULSD_{j-1} \times PULSD_{t,x}}{VT_{j-1}} + FL_t + CT_{t,x} + SE_{t,x} + IM_{t,x} \right\} \times TRM$$

$$SE = S \times PROULS$$

SE: Será el costo de los seguros marítimos o terrestres y demás costos incurridos para transportar un galón de ACPM desde la Costa del Golfo de Estados Unidos hasta el puerto de importación local, expresado en dólares por galón (US\$/Galón), el cual será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

S: Será el factor multiplicador utilizado para el cálculo de los seguros (SE). El factor vigente a partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución será 0.000387.

Para cada año el Ministerio de Minas y Energía fijará el valor de S, con base en el promedio de cotizaciones de mínimo tres (3) compañías de seguros internacionales, cuya calificación de deuda en dólares de largo plazo será igual o superior a BBB- de Standard & Poor's, o tenga un grado de calificación equivalente otorgado por otra agencia internacional de calificación de riesgo.

PROULS: Será el promedio de las cotizaciones del Índice ULSD (Ultra Low Sulfur Diésel) U.S. Gulf Coast Waterborne de la publicación Platt's de Standard & Poor's, publicadas durante los últimos treinta (30) días calendario inmediatamente anteriores a la fecha de cálculo, expresadas en dólares por galón (US\$/Gal).

IM: Será el valor de las inspecciones de calidad en puerto de cargue y descargue, expresado en dólares por galón (US\$/galón). Este costo será de US\$ 0.000286 por galón.

Este valor será ajustado anualmente, a partir del 1° de enero del año 2013, con base en los costos de inspección de calidad y manejo en el puerto que se encuentren vigentes para cada fecha de ajuste.

Diferencial: Corresponde a la diferencia positiva o negativa entre el precio ponderado de paridad diario del ACPM, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos y el Ingreso al Productor vigente para cada día del mes.

Cuando el diferencial anterior es positivo se denomina Diferencial de Compensación por Galón, cuando es negativo se denomina Diferencial de Participación por Galón.

Precio Ponderado de Paridad en la fecha de cálculo del ACPM – PPPfc: Corresponde al último precio ponderado de paridad diario del ACPM – PPPT, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, disponible en la fecha de cálculo de acuerdo con el rezago en los datos reportados por la publicación PLATTS de Standard & Poor's.

Tendencia diaria b: coeficiente de la pendiente que resulta de una línea de regresión por mínimos cuadrados ordinarios para los datos disponibles de los últimos sesenta (60) días calendario del logaritmo

natural del precio ponderado de paridad diario del ACPM – PPp_t, referenciado al mercado del Golfo de Estados Unidos, con respecto al tiempo medido en días utilizando la siguiente ecuación:

$$\ln PPP_{t,x} = a + bt$$

Ln PPP_{t,x}: logaritmo natural del precio ponderado de paridad diario del ACPM – referenciado al mercado del Golfo de los Estados Unidos de América, expresado en pesos por galón.

a: valor del intercepto de la señalada ecuación.

b: coeficiente de pendiente o tendencia diaria. Indica cuál es, en promedio, el cambio porcentual diario en PPP_{t,x}.

t: tiempo medido en días.

Tendencia mensualizada m: valor mensualizado del coeficiente de pendiente **b** y se calcula así:

$$m = (1 + b)^n - 1$$

n: Corresponde al número de días hábiles con datos disponibles del mes en el cual se está realizando el cálculo.

Para el cálculo del ingreso al productor para un determinado mes, la siguiente tabla señala los escenarios aplicables, según el valor del diferencial de compensación o participación en la fecha de cálculo, según corresponda, y de la tendencia mensualizada **m**, calculada de acuerdo con las definiciones arriba descritas:

Tendencia	Diferencial positivo en la fecha de cálculo	Diferencial negativo en la fecha de cálculo
Creciente ($m \geq 0$)	$c = \min [m, 2.8\%]$	$c = 0$
Decreciente ($m < 0$)	$c = 0$	$c = \text{máx. } [m, -2.8\%]$

El Ingreso al Productor vigente para el siguiente mes de acuerdo con la fórmula señalada a continuación:

$$IP (\text{Siguinte mes}) = IP (\text{Vigente}) \times (1 + c)$$

Impuestos: El precio del ACPM tiene una carga fiscal que comprende i) Impuesto Nacional (valor establecido por los Artículos 167, 168 y 173 de la Ley 1607 de 2012, modificados por los artículos 218, 219 y 220 de la Ley 1819 de 2016), ii) IVA del Ingreso al Productor (valor que corresponde al establecido en el artículo 467 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 183 de la Ley 1819 de 2016); iii) Impuesto al Carbono (gravamen fijado por los artículos 221 y 222 de la Ley 1819 de 2016); iv) IVA Margen Distribución Minorista (establecido por el artículo 467 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo 183 de la Ley 1819 de 2016) y Sobretasa (contribución modificada por la Ley 722 de 2002).

Transporte: Proporción del costo de movilizar por poliducto el combustible desde sitio de producción o importación hasta planta de abasto. El ACPM es entregado (ya sea en refinería o punto de importación) está mezclado con biodiesel en proporciones que van del 2% al 4%.

Márgenes de Distribución: Se refieren a la remuneración de las actividades de distribución tanto mayoristas como minorista, la que difieren por tipo de agente pero similares por fuente energética. Corresponden a un valor fijo que varía dependiendo del Índice de Precios al Consumidor – IPC.

Otros elementos: Ítems adicionales en la estructura del precio del ACPM que incluyen: tarifa de marcación, margen de plan de continuidad y transporte de la mezcla desde planta de abasto hasta la estación de servicio.

1.8.4 ACPM Mezclado con Biodiesel

La Resolución 181780 de 2005, modificada por las Resoluciones 181661 de 2007, 180134, 180294 y 181452 de 2009, establecen la estructura de precios de las mezclas ACPM-biodiesel, donde el componente ingreso al productor se sustenta en los costos de oportunidad de las materias empleadas para producir biodiesel y del costo de oportunidad del ACPM de origen fósil, además de la garantía de recuperación de inversiones del denominado factor de producción eficiente.

La metodología de cálculo para determinar el ingreso al productor del biodiesel, se estableció con base en una banda de precios que oscilaba entre un ingreso techo que dependía del precio de importación del ACPM y un ingreso piso sujeto al precio de exportación del aceite de palma.

El programa de mezclas diésel-biodiesel se inició en Colombia en enero de 2008, empezando por la Costa Atlántica con mezclas B5 (5% biodiesel y 95% ACPM) por ser la zona geográfica más cercana a las primeras plantas de producción de biodiesel. Las mezclas se han ido incrementando gradualmente por zonas geográficas desde B5 hasta B10 dependiendo principalmente de la oferta disponible de biodiesel. La implementación de la mezcla B10, aunque cuestionada en principio por el sector automotor del país, es de carácter obligatorio según lo definido en el Decreto 2629 de 2007: *“A partir del 1º de enero del año 2010 se deberán utilizar en el país mezclas de diésel de origen fósil con biocombustibles para uso en motores diésel en proporción 90 – 10, es decir 90% de ACPM y 10% de biocombustible (B10).”*

Posteriormente, mediante resoluciones 181966 de 2011, 181489 de 2012 y 91566 de 2012, se modificó la fórmula del ingreso al productor del biodiesel, en principio para para ajustar la estructura de precios y establecer un máximo entre distintas alternativas así:

- El costo de oportunidad de usos alternativos de la materia prima más eficiente utilizada para la producción del biocombustible, calculado a partir del precio de referencia del mercado interno de aceite de palma (con sus respectivos ajustes por calidad).
- Un precio que tome como referencia los precios internacionales del diésel, medido sobre la base actual en la que se fijan los precios internos del ACPM, con un ajuste por los cambios en las propiedades del combustible, como resultado de la mezcla: i) aumento del precio por

mejoras en cetanaje y disminución en el contenido de azufre; y ii) disminución del precio causado por el menor poder calorífico del biocombustible frente al diésel fósil.

- Un precio mínimo que atenué reducciones considerables en los anteriores precios. Dicho precio se fijó en \$6.545/galón a precios del 2008, a partir de un análisis de costos de la producción del biocombustible para uso en motores diésel tomando como referencia el costo promedio de las materias primas en los últimos 10 años, el cual se debe actualizar anualmente según el comportamiento del índice de precios al productor en un 70% y del comportamiento de la tasa de cambio en un 30%.

Así, el ingreso al productor de la mezcla ACPM –Biodiesel es la proporción en la mezcla del valor del ACPM, sumado a la fracción del precio del biodiesel en la mezcla. En cuanto a transporte por poliducto, el biodiesel es transportado por este sistema y le aplican las mismas tarifas de gasolina motor corriente y ACPM. Además, incluye el transporte de biodiesel entre planta de producción y planta mayorista. Sobre la carga fiscal es de señalar que el biodiesel está exento de IVA, impuesto al carbono y del impuesto nacional.

El precio final de la mezcla de ACPM con biocombustibles a usuario final, es la sumatoria de los siguientes factores: ingreso al productor, transporte, impuestos, márgenes y otros elementos (tarifa de marcación, margen de plan de continuidad y transporte planta de abasto –estación de servicio). Los factores: ingreso al productor, transporte y parte de los impuestos deben ser ponderado por la proporción de biodiesel en la mezcla.

1.9 Marco Institucional

El modelo institucional del sector de hidrocarburos considera instituciones especializadas y organismos con potestades de Ley para ejercer funciones de vigilancia, reglamentación, intervención, inspección, fiscalización y realización de planes, programas y proyectos en la materia, que permitan el cumplimiento de marcos legislativos y fines esenciales del Estado.

Para fortalecer el desarrollo del subsector de hidrocarburos en relación con la explotación, producción, transporte, refinación y comercialización, el Estado y particulares comparten funciones que permiten generar condiciones de confianza y eficiencia. No obstante, las actividades son reguladas y sometidas a previa autorización, por cuanto la titularidad del subsuelo está en cabeza del Estado y la mayoría de las actividades realizadas para su aprovechamiento son catalogadas como servicios públicos.

Además de la Presidencia de la República, el Departamento Nacional de Planeación, el Consejo Nacional de Política Económica y Social, las principales funciones son desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía, aun cuando también intervienen los ministerios de Hacienda y Crédito Público, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible y de Transporte.

Aun cuando el sector tiene una arquitectura institucional definida, la diversidad y cantidad de instituciones y organismos especialidades para el cumplimiento de la gestión administrativa, eventualmente pueden en la práctica ser causa de dificultades y dilaciones en el desarrollo de la prestación de un servicio eficiente y efectivo, desvirtuando con ello los beneficios y el disfrute del bienestar que representa la presencia de recursos naturales abundantes en el país.

1.9.1 Ministerio de Minas y Energía

El Ministerio de Minas y Energía es el órgano rector del sector que formula y adopta políticas, planes generales, programas y proyectos del sector, además de fijar los criterios para el planeamiento, de conformidad con la ley. Dispone de amplias facultades para que pueda ejercer una función eficiente y efectiva en el desarrollo de los recursos naturales no renovables, en especial los hidrocarburos destinados al abastecimiento nacional. Igualmente tiene la responsabilidad de administrar los recursos naturales no renovables (convencional y no convencional), asegurando la mejor y mayor utilización; la orientación en su uso y la regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección del medio ambiente.

Las atribuciones antes señaladas fueron establecidas por el Decreto 381 de 2012, el cual fue modificado parcialmente por los Decretos 1617 de 2013 y 2881 de 2013 en lo correspondiente a al abastecimiento de hidrocarburos y combustibles, incluyendo gas natural, combustibles derivados y biocombustibles.

1.9.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG creada mediante la Ley 142 de 1994, tiene como función la *“...regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea de hecho posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad...”* según lo señalado en el Artículo 73 de dicha Ley.

En relación con el sector de combustibles líquidos tiene la responsabilidad de expedir la regulación económica para las actividades de la cadena, en los términos y condiciones señalados en la Ley, pues el Gobierno Nacional reasignó varias funciones del Ministerio de Minas y Energía a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante el Artículo 3° del Decreto 4130 de 2011.

Posteriormente, el Gobierno Nacional modificó la estructura de la CREG con la expedición del Decreto 1260 de junio de 2013 y en el literal b del Artículo 4 de dicho Decreto se compiló y detalló las funciones de la CREG sobre el sector de combustibles líquidos, las cuales se refieren directa o indirectamente al aseguramiento y la confiabilidad en la distribución de estos combustibles:

“Expedir la regulación económica referente a las actividades de refinación, importación, almacenamiento, distribución, y transporte de combustibles líquidos, tales como gasolina motor corriente, ACPM, Jet A 1, diésel marino, avigas, gasolina extra, kerosene, entre otros, salvo fijar los precios para gasolina motor corriente y ACPM, y determinar la metodología para remunerar los activos que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles.”

1.9.3 Unidad de Planeación Minero Energética

Creada por la ley 143 de 1994, tiene como objetivo “...planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos...” Además participa en la formulación de política pública en materia de minas y energías; coordina la información sectorial entre todos los agentes a fin de cumplir los logros y objetivos en la materia.

El Gobierno Nacional modificó la estructura de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, con la expedición del Decreto 1258 de 2013. El Artículo 4 de este decreto detalla sus funciones la mayoría de las cuales se refieren de manera general al sector minero energético del país. Sin embargo, en su Artículo 14 establece funciones entre las cuales se encuentra “*elaborar los planes indicativos de abastecimiento de hidrocarburos con base en los lineamientos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía y proponer estrategias para satisfacer los requerimientos de la población*”.

1.9.4 Agencia Nacional de Hidrocarburos

La Agencia Nacional de Hidrocarburos entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía se creó mediante el Decreto 1760 de 2003, cuya función principal era la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la nación. Igualmente le fue asignada la responsabilidad por el abastecimiento nacional de hidrocarburos, así como lo mismo que las funciones de fijar volúmenes y precios del petróleo crudo de concesión destinados a la refinación interna.

En el año 2011, a través del Decreto 4137 se reestructura su naturaleza jurídica y se convierte en Agencia Estatal del sector descentralizado ratificada en el Decreto 714 de 2012, con el propósito de responder a las nuevas condiciones del mercado y a las necesidades y potencialidades del país. En estas normas se establece que su objetivo es administrar integralmente las reservas y recursos de hidrocarburos de propiedad de la nación; promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de dichos recursos y contribuir a la seguridad energética nacional. Posteriormente el Decreto 1617 de 2013 señaló que la responsabilidad del abastecimiento es una Política de Estado la cual en el caso colombiano está en cabeza del Ministerio de Minas y Energía como órgano rector de la política energética nacional.

1.9.5 Entidades Vinculadas

Las instituciones vinculadas esencialmente desarrollan funciones administrativas, como la prestación de servicios públicos o la realización de actividades industriales o comerciales con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonio propio. Estas instituciones se enfrentan con particulares en el mercado del sector minero energético y tienen competencias que han sido trasladadas por el ordenamiento jurídico.

Los organismos vinculados apoyan a la administración pública en la realización de las funciones y actividades administrativas, comerciales e industriales necesarias para el cumplimiento de los objetivos del sector; tal es el caso de ECOPETROL S.A.

2 ENTORNO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

En el capítulo se presenta un panorama del mercado del petróleo a nivel mundial, así como la evolución histórica de demanda, de la oferta, los precios y capacidad de refinación de petróleo. Igualmente se hace un análisis del contexto nacional con respecto a las reservas, a la producción y al procesamiento de crudo para obtención de combustibles líquidos e infraestructura de suministro.

En el ámbito mundial existen dos conceptos asociados con la cadena de valor de la industria del petróleo, “*upstream*”, y “*downstream*” que incluyen todas las actividades desde la búsqueda de hidrocarburos hasta el suministro de los derivados a los usuarios finales: Al “*upstream*” pertenecen todas las actividades de exploración y explotación, en tanto que el “*downstream*” hace referencia a las operaciones de refinación transporte y distribución. Para un mejor entendimiento del análisis que se efectúa en adelante, se seguirá esta lógica analizando los dos segmentos.

2.1 Contexto Internacional

A lo largo de esta sección se presentan datos de los últimos años del consumo, precios, reservas y producción mundial de petróleo, así como la capacidad mundial de refinación y transporte de hidrocarburos. Igualmente, se hace referencia a indicadores asociados al consumo mundial de energía, y las prácticas a nivel mundial en materia de seguridad energética.

2.1.1 Consumo Mundial de Energía

El año 2017 se caracterizó por un incremento del consumo mundial de energía primaria con respecto a años anteriores, registrándose una tasa de crecimiento del 2.2% frente a 2016, mayor en relación con la media alcanzada en el último decenio cuyo valor fue de 1.7% promedio anual, impulsada por la recuperación del crecimiento económico mundial.

Este aumento fue promovido por los países OECD, esencialmente los pertenecientes a la Unión Europea, así como por China y otros países emergentes, estos últimos responsables del 80% del aumento en el consumo, donde solo China contribuyó con más de un tercio del crecimiento pese a que la demanda de energía en ese país estuvo por debajo del promedio del último decenio, el cual fue del 3.8%.

Pese a la desaceleración de las tasas de crecimiento en el consumo, China sigue mostrando resultados positivos y logró una participación relativa de 23.9 % del total, convirtiéndose en el país de mayor consumo de energía primaria en el mundo, seguido por Estados Unidos con 16.5%, luego India con 5.6%, la Federación Rusa con 5.2% y Japón con 3.4%. Entre tanto durante el mismo 2017, Japón como parte de las mayores economías del mundo registró la máxima caída en el consumo de energía primaria con un -1,6%, lo mismo que los Estados Unidos que se contrajo en un 0.6% y el reino Unido en 0.8%.

En términos generales, durante el año 2017 las fuerzas de los mercados de energía continuaron potenciando la transición hacia economías de menor uso de carbono, pero por ciertas circunstancias en algunos países se desaceleró el impulso mostrado en años recientes, y se presentó un leve incremento de la intensidad energética y de las emisiones de carbono, luego de tres años de exiguo crecimiento a nivel mundial.

Aún en esta coyuntura, el sector energético se encuentra en un estado de transformación: la demanda y los suministros de energía están cambiando de forma acelerada. Por el lado de la demanda, es evidente que el incremento en el consumo de energía asociado con la rápida industrialización de China y su integración en la economía mundial está disminuyendo.

En la oferta, se registra un aumento de los suministros de energía gracias a los dinámicos avances tecnológicos y de productividad que vienen modificando el mapa energético mundial, por lo que los expertos señalan que estamos ante el *“tiempo de la abundancia”* en las distintas fuentes energéticas y por el desarrollo de acelerado que se viene dando a las energías renovables.

La revolución causada por el desarrollo de los hidrocarburos provenientes de esquistos en Estados Unidos aumentó las reservas recuperables de petróleo y gas en algo más del 15%, pero también fueron extraordinarios los avances tecnológicos asociados con el uso de las energías renovables particularmente de las solar y eólica, lo que permitió crecimientos notables en la generación de electricidad con estos recursos y la reducción de sus costos.

El 2017 fue un año de gran repunte para el gas natural, alcanzando un crecimiento en el consumo de 3%, valor superior a la media lograda en la década, cuyo promedio anual fue de 2.4%. El mayor uso lo lideró Asia, con un crecimiento particularmente alto en China 15.1% (un tercio del aumento global), apoyado por los aumentos en Medio Oriente y Europa. También se destaca el cambio en los flujos comerciales del GNL, desplazándose desde los mercados asiáticos hacia Oriente Medio, el Norte de África y Europa, cambio que ha provocado una convergencia en precios que proyecta sin duda un escenario de mayor integración del mercado del gas natural a nivel mundial.

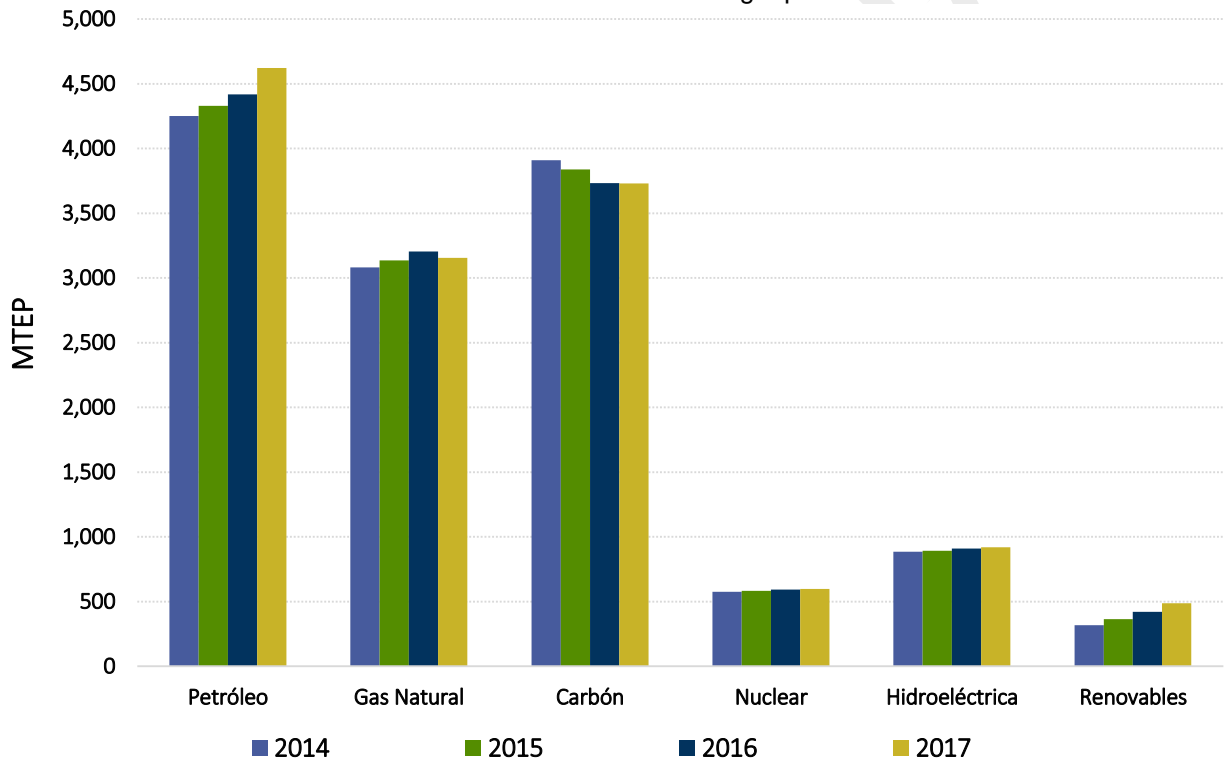
Otro de los elementos que favoreció el mercado global del gas natural fue la ampliación del comercio mundial de GNL que se incrementó más de un 10% con respecto al 2016, registrando la mayor tasa de crecimiento desde 2010, debido a los requerimientos de China, país que superó a Corea como el segundo importador mundial de GNL, después de Japón.

Durante 2017, las necesidades de crudo crecieron en 1.7 millones de barriles día cifra similar a la observada en 2016 y significativamente mayor al promedio de los últimos 10 años, ganando cuota de participación en la canasta energética que hoy representa el 32.9% del consumo total de energía en el mundo. El aumento del consumo en China fue de medio millón de barriles día, valor cercano a su promedio de los últimos 10 años. Igualmente, Estados Unidos aumento su consumo en cerca de 0.2 millones de barriles día siendo junto con China los mayores demandantes de esta fuente.

El carbón también experimentó un pequeño incremento de consumo global, correspondiente a 25 TEP, es decir un 1% frente a lo demanda durante el 2016, después de un descenso continuo de 5 años. Sigue la segunda posición dentro de las fuentes primarias y representa el 27.4% de la estructura de consumo total de energía, la más baja desde el año 2004.

India registró la mayor tasa de crecimiento en consumo de carbón durante el 2017, con un 4.8% habida cuenta de necesidades de generación de electricidad, lo mismo que China que también aumentó en medio punto porcentual, a pesar del programa de sustitución de carbón por gas en los sectores residencial e industrial. Lo anterior, conllevó un incremento de la producción donde China y Estados Unidos fueron los responsables de este aumento. La Gráfica 2-1 presenta la evolución de la demanda de energía primaria.

Gráfica 2-1 Consumo mundial de energía por fuente 2017



Fuente: British Petroleum [1]

El uso de las energías renovables creció un 17% frente a 2016 cifra mucho mayor que el promedio alcanzado en los últimos 10 años. La generación de electricidad absorbió más del 45% de estas fuentes al constituirse en la forma de transición energética y el restante 55% fue dirigido a la producción de biocombustibles y como fuentes para generación de vapor y calor directo. La demanda de electricidad aumentó en 2.8% que se originó en buena proporción en las economías

en desarrollo, visto que el 94% del aumento provino de los no industrializados, mientras que los países OCDE aumentaron ligeramente y se ha mantenido relativamente sin cambio desde 2010.

La expansión de la generación con agua fue de 0.9%, viento 17% y solar 35% representando estas dos últimas casi la mitad del crecimiento total en la generación de electricidad, a pesar de que su contribución solo es del 8% de la generación total. En China, la generación de energía renovable aumentó registrando los máximos para el país, y la segunda contribución más grande al crecimiento mundial de la energía primaria de cualquier combustible y país, después del gas natural, también en China. De igual forma India y Corea del Sur mostraron aumentos importantes en el consumo de electricidad al lograr tasas que superaron el 5% frente a 2016.

En los últimos cinco años y conservando las tendencias del pasado, los países pertenecientes a la OCDE¹ contabilizaron una tasa de crecimiento promedio anual de 0.52%, cantidad notablemente inferior al observado en los países fuera de esa Organización, cuyo crecimiento en el mismo periodo alcanzó 3.1%, lo que se debe a diferentes factores que van desde el comportamiento económico hasta el modelo productivo escogido.

Las economías emergentes si bien presentan tasas de crecimiento positivo en los últimos cinco años, también las han rebajado a dos terceras partes frente a lo aumentado en los 10 años pasados. De igual manera se comporta la Unión Europea y aunque muestra leve aumento en los últimos años, el crecimiento medio anual del lustro se mantiene en -0.12%, significando medias de eficiencia y también efectos de la situación económica que ha experimentado cierta estrechez y por tanto el consumo energético que evoluciona proporcionalmente al patrón económico.

Uno de los aspectos relevantes del sector energético mundial se relaciona con las nuevas tecnologías y energéticos que están ocupando mejores lugares en la estructura de consumo, revelando cambios en el panorama mundial que permitieron marcar un hito en cuanto a emisiones de carbono en 2015, contabilizando tan solo un incremento de 0.1% frente a 2014, el crecimiento más bajo en un cuarto de siglo, que no solo se debe a la desaceleración económica, es reflejo de un aumento de la mejora en la eficiencia energética y el mix de fuentes.

Visto en términos de países, el gran cambio en la tendencia de emisiones de carbono lo hizo manifiesto China, con crecimientos negativos, situación que se presentó por primera vez en 20 años, y que se traduce en una variación de la intensidad energética, mostrando la transformación que actualmente sigue el país en su estructura industrial.

Esto señala que la eficiencia energética es elemento fundamental de la política energética en muchos países, como medida para la reducción de costos, minimización de impactos ambientales

¹ Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

e incremento en la seguridad energética, como principio para alcanzar los acuerdos internacionales en materia de reducción de emisiones.

En general puede decirse el año 2017 fue significativo para el desarrollo de las fuentes renovables, además de que se está impulsando en todo el planeta, la implementación de COP21², lo cual viene contribuyendo al compromiso de muchos países para aumentar el uso de estas fuentes y de la eficiencia energética, mediante normas específicas en cada uno de los países participantes.

Si bien, se avanzó en la implementación de medidas para combatir los efectos del cambio climático, también es cierto que aumentaron las emisiones de carbono por cuenta de un crecimiento económico más fuerte en los países desarrollados, una leve desaceleración en el ritmo de mejora en la intensidad energética, y por aumento en consumo de recursos fósiles en algunas de las economías asiáticas.

2.1.2 Reservas Mundiales de Petróleo

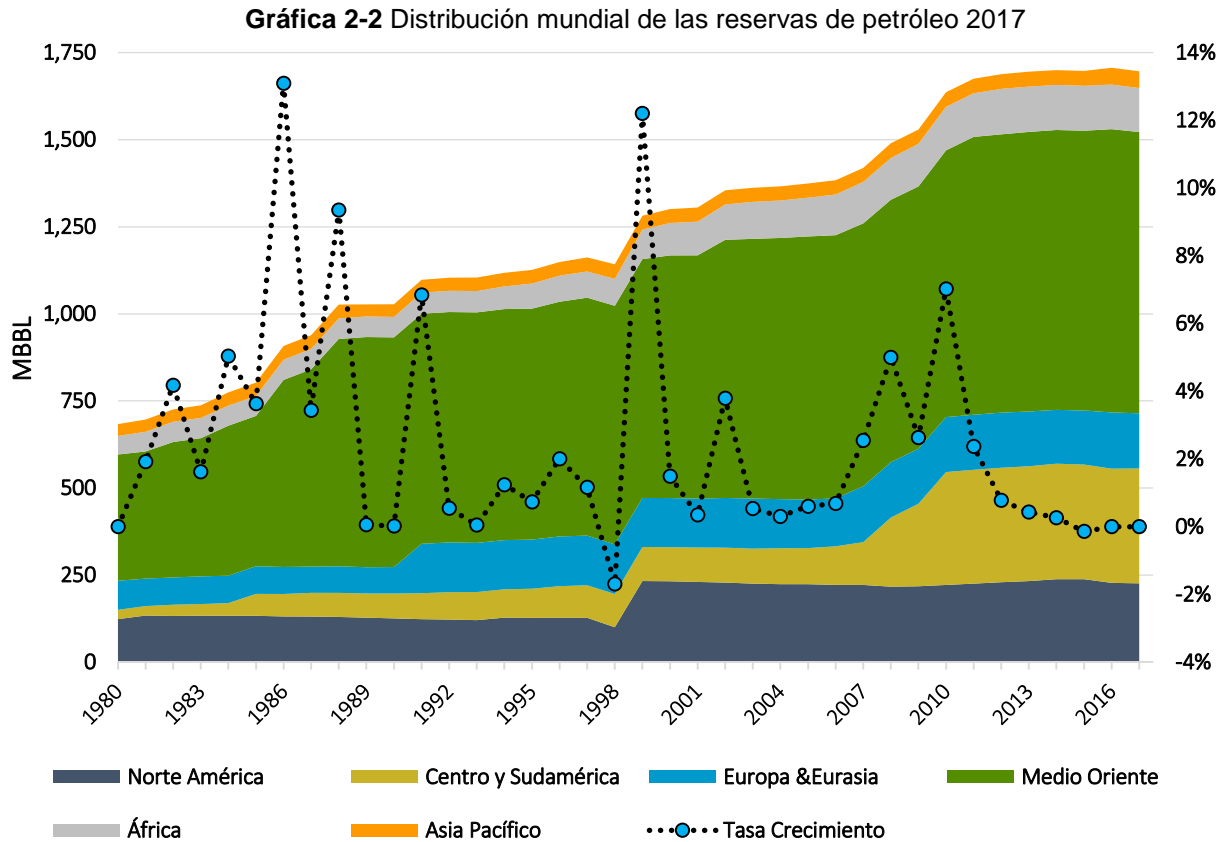
Hasta hace pocos años se pensaba que las reservas mundiales de petróleo se acabarían pronto, sustentado en el hecho de una declinación de las reservas de crudo convencional y su pico de producción parecía haber ocurrido hace más de varios lustros. No obstante, los desarrollos tecnológicos y mejoramiento de la eficiencia de producción llevaron a impulsar la extracción de recursos no convencionales alterando la geopolítica del petróleo en el ámbito mundial.

Las reservas probadas de petróleo a nivel mundial llegaron a los 1,696.7 millardos de barriles (miles de millones) en 2017, confirmando una evolución decreciente en especial en los últimos cinco años cuya tasa de crecimiento se acercó al 0.15%, que contrasta con el 1.8% de los últimos 10 años. La Gráfica 2-2 presenta el comportamiento global de las reservas probadas de crudo.

La disminución de esta categoría de reservas en 480 millones de barriles, frente a lo alcanzado en 2016, es reflejo de la baja actividad exploratoria en el mundo desde el 2014, certificando que las operaciones propias de la búsqueda de hidrocarburos fueron las principales víctimas de los precios bajos del crudo en los mercados. Según un informe de Bloomberg, fueron muchos los proyectos de exploración aplazados, con lo cual las perspectivas de descubrimiento de nuevas reservas en el año 2017 en comparación con el 2016, no fueron optimistas, por el contrario estimaron que se presentaría reducción, tal como ocurrió. Consideraba que la mayor afectación en exploración correspondía a proyectos costosos y en aguas profundas, postergando así indefinidamente el desarrollo de yacimientos ya descubiertos.

² Conferencia Internacional sobre Cambio Climático

Regionalmente, el mayor volumen de reservas se localiza en Oriente Medio con 807.3 millardos que representan el 47.6% del total mundial, seguido por Centro y Suramérica con 19.5% y Norte América con 13.3%. El restante 19.6% se distribuye entre Asia Pacifico, África y Europa-Eurasia.



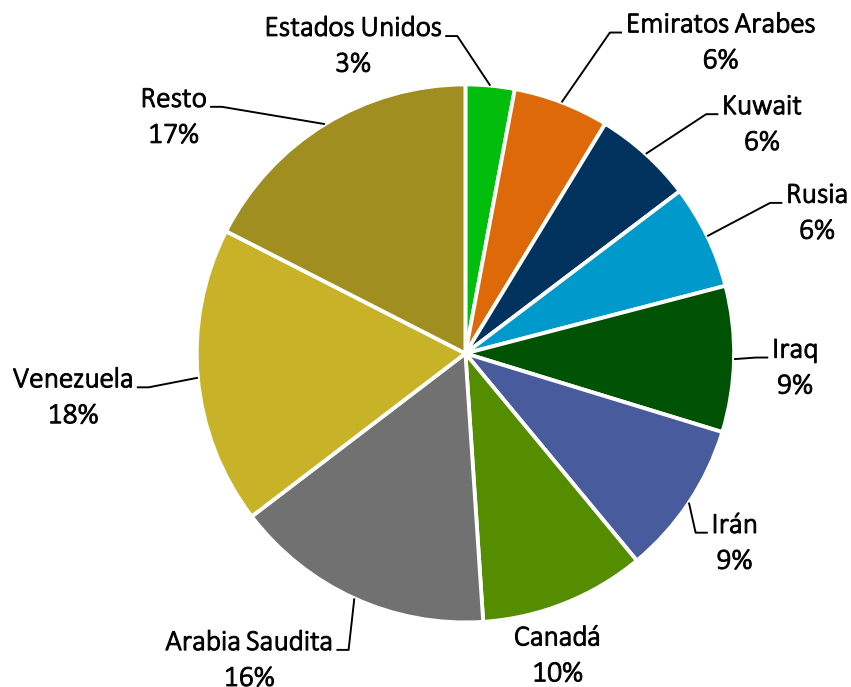
Fuente: British Petroleum [1]

La incorporación mundial de reservas muestra una tasa de crecimiento promedio anual de 1.2% en el periodo 2010 y 2017, destacándose la región de Centro y Suramérica al aumentar más rápido que el resto de regiones, por encima de Norteamérica y Medio Oriente. Individualmente, Estados Unidos sobresale gracias a la perforación horizontal y nuevas técnicas de fracturamiento hidráulico, accediendo a recursos de hidrocarburos en esquistos que antes eran poco rentables o técnicamente imposibles de producirlos, y por ello hoy dispone de reservas que ascienden 50.1 millardos de barriles. También es de mencionar los casos de Irak, Irán, China, Colombia, Ecuador y Venezuela, países que la década obtuvieron tasa media de crecimiento positivo por encima del 3%, que si bien, no son los mayores poseedores de reservas como es el caso de Colombia y Ecuador, si evidencian importantes avances en la actividad exploratoria de hidrocarburos.

Las regiones de Medio Oriente con un crecimiento promedio anual de 0,8% en la última década, Asia Pacífico con 0.4% y África que logró el 0.7% en el mismo periodo fueron superadas por Norteamérica que incorporó reservas a una tasa media anual de 6.5%. Por otra parte, la región de Europa-Eurasia registró tasas negativas que en promedio año llegaron a 0.3%, confirmando la baja incorporación de reservas de manera regional, pues han sido pocos los países que en los últimos 5 años muestran resultados positivos, aún en épocas de altos precios.

Del total mundial, OPEP³ dispone del 71.8% de las reservas; los No OPEP cuentan con el 28.2%, de los cuales OCDE cuenta con 16.6%. En correspondencia con lo anterior, bajo la tutela de 9 países se agrupan el 82.3% de las reservas mundiales, de los cuales 6 pertenecen a OPEP, lo que señala directamente que la Organización tiene dominio no solo en la producción, sino en las exportaciones de petróleo y además concentra la mayoría de la capacidad excedentaria de producción del petróleo mundial.

Gráfica 2-3 Reservas de petróleo por país 2017



Fuente: British Petroleum [1]

Según el BP Statistical Review 2018, Venezuela cuenta con el mayor volumen de reservas con 303.22 millardos de barriles, superando a Arabia Saudita que dispone de 266.6 millardos, de Canadá que ocupa el tercer lugar con 168,9 millardos y de Rusia que dispone de 106.2 miles de

³ Organización de Países Exportadores de Petróleo

millones de barriles ocupando en cuarto lugar. La Gráfica 2-3 presenta la distribución de los recursos mundiales por país, donde el continente americano participa con tres de los siete países con mayor disponibilidad de recursos.

2.1.3 Producción Mundial de Petróleo

Durante el año 2017 la producción mundial de crudo alcanzó los 92.6 millones de barriles por día superando en 0.7% la producción de 2016 que registro un nivel de 92 millones de barriles día representando 625,000 barriles diarios más en la oferta mundial.

La región Norteamericana totalizó una producción de 20,1 millones de barriles día en 2017, equivalentes a un incremento del 4.3% frente a 2016 y a una tasa de crecimiento medio anual de 5.2% en el periodo 2010-2017. El rápido incremento fue liderado por Estados Unidos, país que ostenta un ritmo de producción comparable al logrado en el periodo 2012-2014, a pesar de que los precios en ese lapso fueron superiores a los actuales.

Medio Oriente fue la zona de mayor producción con 31.6 millones de barriles día, contribuyendo con 34.1% del total mundial, aunque mostró una reducción del 0.8% respecto de 2016. Aún con este resultado, la tasa de crecimiento medio anual período 2010- 2017 es de 3.1% confirmando su alta prospectividad y costos bajos de producción que le permiten registrar máximos históricos. La zona presenta un aumento continuo en la oferta salvo en el último año, resultado de los recortes acordados por algunos países para liberar la presión existente sobre los precios del crudo, los cuales se encontraban en valores por debajo de los 50 USD/BBL.

La producción de crudo en Centro y Suramérica sobrepasó los 7.1 millones de barriles día, un 3.2% menos que en 2016 y una contribución a la total mundial de 7.8%. Brasil fue el principal productor de la región con 2.7 millones de barriles día, seguido por Venezuela con 2.1 millones de barriles día y Colombia que produjo algo menos de un millón diario. La tasa de crecimiento de la región al aporte mundial es negativa en la década, en buena medida por la reducción de producción en Venezuela que llegó presenta una tasa del -4.4% promedio anual.

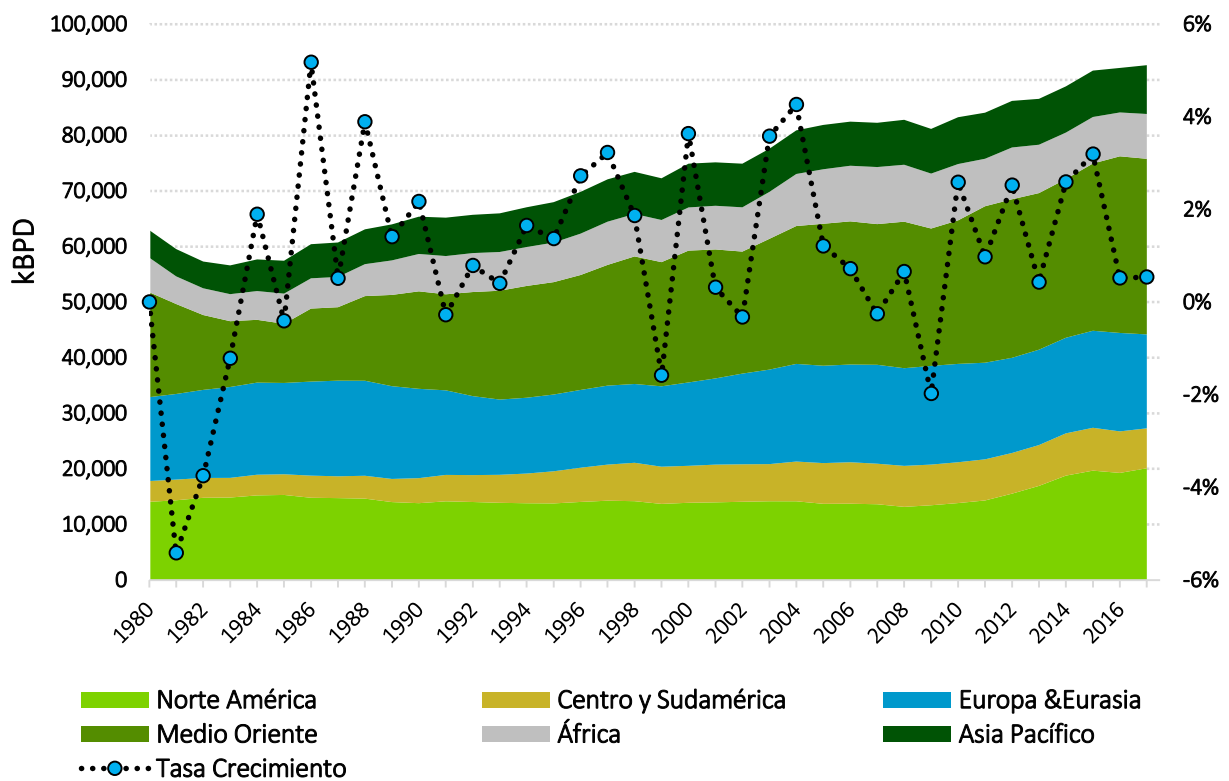
La región de Europa y Eurasia en 2017 alcanzó una producción total de crudo de 17.8 millones de barriles diarios, registrando un aumento 0.4% con respecto a 2016 y una contribución del 19.2% del total de producción mundial, aunque en el periodo 2010-2017 muestra un crecimiento medio anual negativo de 0.1%, evidenciando el bajo éxito de las campañas exploratorias en la mayoría de los países que conforman la región, a más de la baja prospectividad en varios de éstos.

La situación en África durante 2017 fue similar a regiones como Norteamérica y Centro y Suramérica. Si bien la producción de crudo igualó los 7.8 millones de barriles diarios es decir un 5% más que en 2016, la evolución de la oferta ha sido volátil y durante los últimos 10 años el comportamiento de la tasa de producción ha sido negativa, en 1.7 puntos porcentuales. Sin

embargo, esto no se debe a ausencia de potencial petrolífero, obedece entre otros factores, al aumento de los conflictos internos que generan suspensiones de producción y falta de seguridad, limitando una mayor accesibilidad a los recursos y por tanto menor posibilidad de inversión.

La producción de la región Asia Pacífico al igual que la zona de Medio Oriente, disminuyó su aporte en un volumen próximo a los 171,000 barriles por día, que se traduce en un crecimiento negativo de 2.1%, frente a lo logrado en 2017. La producción en la gran mayoría de los países disminuyó llegando al nivel más bajo del periodo 2007-2017, como consecuencia de la disminución de inversiones en la actividad de explotación y a la declinación propia de los campos maduros de producción que están mostrando deterioro continuo además de altos costos de producción. Su participación relativa en la oferta mundial fue de 8.5%, la cual ha disminuido en un punto porcentual en el último lustro. La Gráfica 2-4 presenta la evolución mundial de producción de crudo.

Gráfica 2-4 Evolución de la producción mundial de petróleo



Fuente: British Petroleum [1]

La producción del petróleo en los países OCDE llegó a los 23.9 millones de barriles día aumentando en un 3.3% en relación con 2016 y una contribución del 25.8% al total del mundo. El aumento de producción ha sido importante especialmente desde 2012 y su tasa de crecimiento medio en el lustro es de 4.2%. El restante grupo de países los cuales contribuyen con 74.2%, registraron una

disminución de la producción en 0.2% frente a 2016, aunque la tasa de crecimiento de la producción es positiva en los mismos cinco años con un 1% promedio, donde se destacan los países No OPEP, con sus aportes crecientes de manera sostenida y son responsables del 57.4% de la producción mundial.

Dentro de las estadísticas conviene mencionar que la producción de crudos de los países de la OPEP se redujo en 0.4% frente a 2016, cifra que contrasta con el promedio de la década donde su oferta creció en promedio al 1% anual, resultados acordados en la “Declaración de Cooperación” de diciembre de 2016, donde en una decisión conjunta de los países consideraron que era la respuesta necesaria al creciente desequilibrio del mercado y una demostración de la disciplina necesaria para cumplir a ajustes de producción.

A la actuación de los países OPEP se unieron otros 10 países liderados por Rusia para acelerar el equilibrio de inventarios de crudo en Estados Unidos y mejorara los precios. No obstante, la situación era de cierta complejidad para los países que firmaron el pacto, por cuanto a más de los acontecimientos geopolíticas que envuelven la producción de hidrocarburos, se sumaba la modalidad de explotación mediante el fracturamiento hidráulico que en los últimos años incidió en el deterioro de los precios y en la sobreoferta mundial, además de reducción de los costos de extracción.

Pero la demanda de crudo creció durante 2017, contribuyendo a aliviar ciertos temores como que el crudo de esquistos compensara los recortes de realizados y no se lograra ningún efecto práctico en los precios, pero al final se fue consiguiendo el propósito formulado y el impacto de los recortes de producción se vio compensado a medida que avanzaba el 2017.

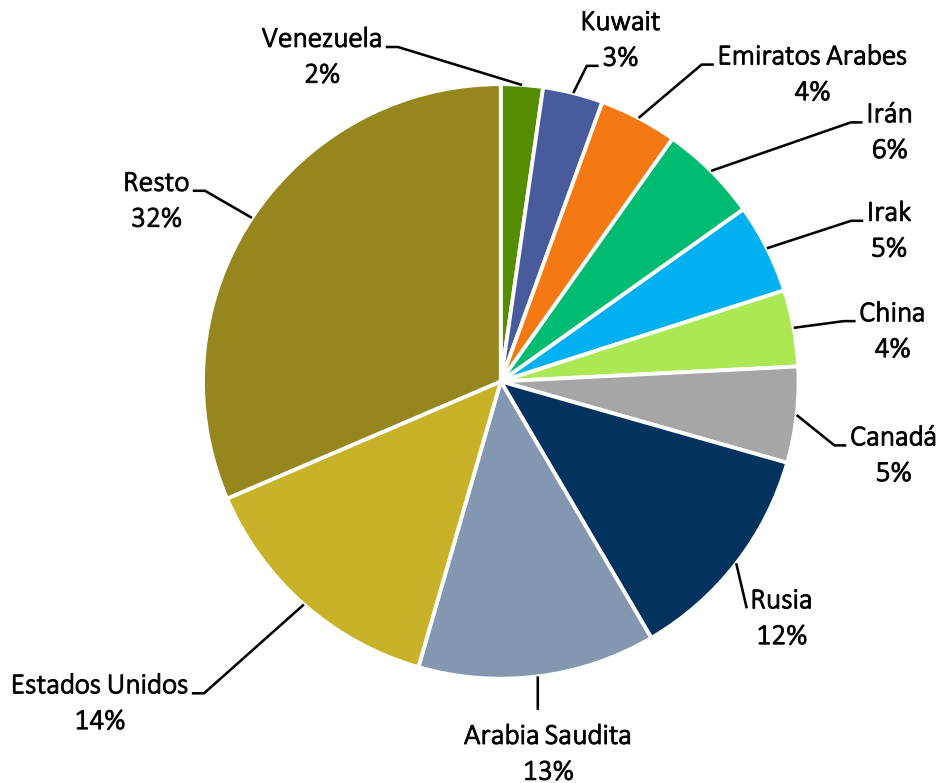
De manera individual, Estados Unidos fue el mayor productor de petróleo al contribuir con el 14.1% del total mundial superando a Arabia Saudita y Rusia, que participaron con 12.9% y 12.2% respectivamente, seguidos por Irán, Canadá Iraq e Irán. Este grupo de países aportaron más del 50% del petróleo de mundial durante 2017. Por otra parte, China ha aumentado la producción de crudo en forma constante y gracias al cambio de modelo económico hoy aporta cerca del 4.15% de la oferta mundial, ubicándose dentro de los 10 primeros productores.

Con una producción similar a China se encuentran seguidos Emiratos Árabes y Kuwait, en tanto Venezuela disminuye su participación relativa de manera progresiva, mostrando en el mismo 2017 un crecimiento negativo de 11.6 puntos porcentuales. La Gráfica 2-5 presenta la composición de la oferta de mundial de petróleo.

Las exportaciones totales de petróleo de los países OPEP promediaron 24.8 millones de barriles día, disminuyendo en 406,000 barriles es decir 1.6% menos en comparación con 2016, crudo que va hacia la región de Asia Pacífico en su gran mayoría. Otros volúmenes también se exportan a

Europa, que aumentó sus necesidades y una parte pequeña va a América del Norte que viene disminuyendo las compras a los países OPEP.

Gráfica 2-5 Evolución de la producción mundial de petróleo



Fuente: British Petroleum [1]

Bajo este horizonte, la relación reservas producción (R/P) mundial al finalizar 2017 se aproximaba a los 50.7 años, es decir que manteniendo un nivel de producción de 92.6 millones de barriles día como lo acontecido en 2017 se dispondrá de petróleo por más de cincuenta años, sin considerar los recursos no convencionales existentes en el planeta.

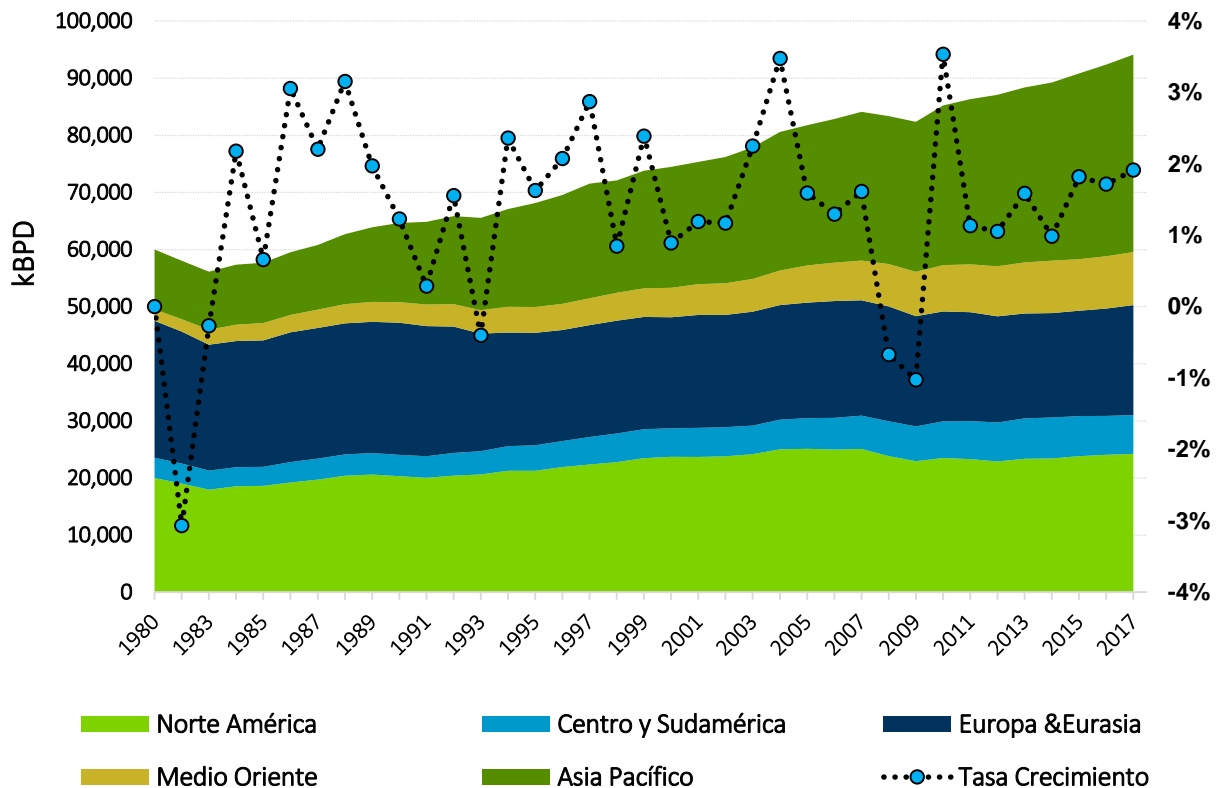
Muchos de los analistas internacionales consideran que el mundo tiene recursos suficientes para satisfacer las necesidades de energía por décadas, mediando para ello los esfuerzos que estarán destinados a la búsqueda y descubrimiento de nuevas reservas que se traducen en mayores perfiles de producción, que sumados al constante desarrollo de nuevas tecnologías se incrementará la recuperación de reservas y permitirá llegar a nuevas áreas.

2.1.4 Consumo Mundial de Petróleo

En el año 2017, el aumento de demanda mundial de crudo significó 1.69 millones de barriles más que el promedio de 2016, equivalentes a un crecimiento de 1.8%, cantidad superior a los alcanzados en los últimos años, indicando que el petróleo sigue siendo el motor energético del mundo. Este aumento triplicó la tasa de crecimiento lograda por los países OCDE que aumentaron en algo menos de medio millón de barriles su demanda hasta los 47 millones de barriles día ganando cupo en el mercado, situación que venía siendo negativa desde años anteriores.

La tasa de crecimiento de la demanda mundial en los últimos cinco años se ubicó en torno al 1.6% promedio año, en tanto que para los países OCDE se ubica en 0.3% durante el mismo horizonte, resaltándose que viene disminuyendo por distintas circunstancias entre las que se cuentan: el bajo rendimiento en la actividad económica en algunos de los países que conforman la organización, mientras que en otros los se debe a los grandes avances en uso de renovables y mejoras de eficiencia energética. La Gráfica 2-6 muestra la evolución del consumo mundial de petróleo.

Gráfica 2-6 Consumo mundial de petróleo por región



Fuente: British Petroleum [1]

Por el contrario las economías No OCDE que representan el 52.1% de la demanda, muestran aumentos con un crecimiento promedio año de 2.9% en el lustro, pese a que su aumento en el último año solo fue de 2.4%, lo que significa cierta desaceleración de estas economías.

El consumo de petróleo ha crecido de manera desigual en las distintas regiones del mundo, con variaciones importantes en los últimos años, como resultado de la crisis económica vivida particularmente en los países industrializados, a más del progreso de muchas de las economías emergentes Regionalmente se mantienen las tendencias, donde Asia Pacífico es la de mayor consumo con un poco más de la tercera parte del consumo mundial de petróleo 35.2% y un incremento de 3%, con respecto a 2016, enfatizando el aumento logrado en China, India, Indonesia Singapur, Corea del Sur y Tailandia.

Norteamérica conforma la segunda región consumidora de petróleo con cerca de 24.2 millones de barriles por día y participa con un 24.7% del consumo mundial, aun cuando la tasa de crecimiento entre 2010-2017 tan solo ha sido del 0.7% promedio anual. Al mismo tiempo, la región Europa y Eurasia aumentó el gasto de petróleo en 323 miles de barriles día equivalente a una tasa de crecimiento de 1.7%, mientras en el último lustro la tasa fue del orden de 0.7%, igual a lo ocurrido en la Unión Europea cuando los países perdieron cerca del 1.6% cada año, acumulando una disminución de 244 mil barriles día, que solo se vio superada en 2016.

En la región de Centro y América del Sur la demanda de petróleo presentó una reducción leve reducción 20 mil barriles día con respecto a 2016, que se traduce en una caída del 0.2%, contexto distinto a la situación lograda en los últimos 10 años cuyos resultados señalan crecimiento continuo y sostenido con una tasa media anual del 2%, que da cuenta de la actividad económica que venía sosteniendo la región. Mantiene una participación relativa del 7% en la estructura de consumo mundial de petróleo, cantidad que ha disminuido por cuenta del cierre de algunas plantas de refinación en principalmente en Latinoamérica.

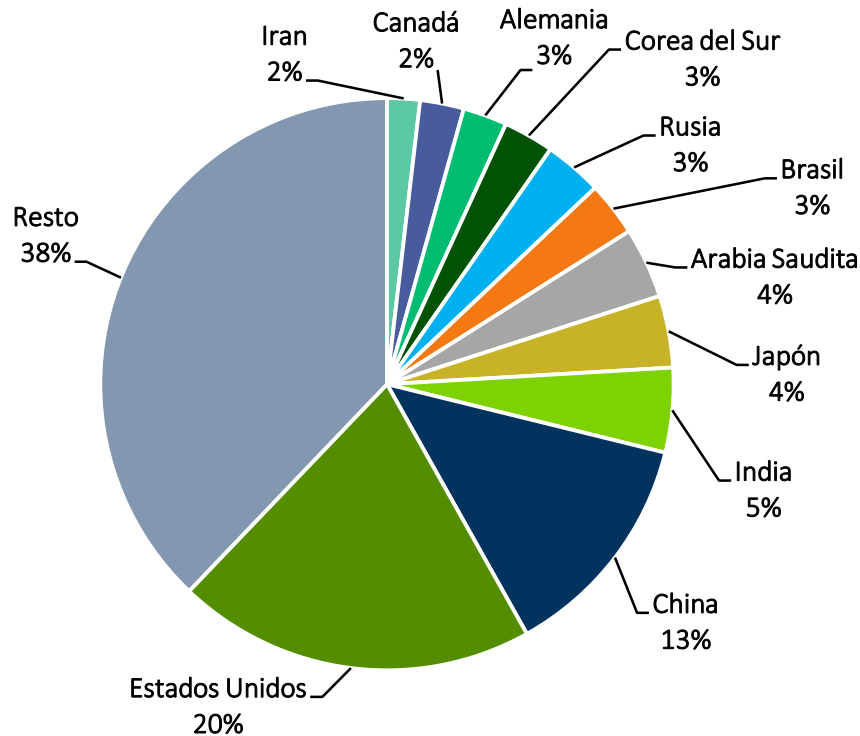
La región de Medio Oriente demandó un 1.4% de crudo adicional al utilizado en 2016, llegando a un volumen de 9.2 millones de barriles día, los que representan el 9.5% de la demanda mundial. Esta zona muestra altas tasas de crecimiento y en los últimos 10 años alcanzó una media de 3.1% anual. La mayoría de los países pertenecientes a la región repuntaron en 2017 salvo Kuwait que disminuyó su consumo hasta los niveles observados en 2011. La Gráfica 2-7 muestra los principales consumidores de petróleo durante el 2017.

De manera individual Estados Unidos es el mayor consumidor con 19.8 millones de barriles día, seguido por China con 12.7 millones y luego India con 4.6 millones desplazando a Japón. En conjunto Estados Unidos, China e India consumen más de la tercera parte del total mundial.

Como buena parte del consumo de petróleo proviene de países productores de Medio Oriente, de Centro y Suramérica, así como de la región Asia Pacífico, es factible que a futuro esta demanda no

crezca como se esperaba, en virtud de los precios del crudo, por cuanto una reducción de sus ingresos derivadas de las exportaciones pueden generar debilitamiento de la demanda y por ende de la economía de los mismos.

Gráfica 2-7 Consumo mundial de petróleo por región



Fuente: British Petroleum [1]

Por otra parte, con la transformación de la economía de China hacia una más orientada a servicios, es evidente una menor demanda de crudo, con lo cual el consumo de los países industrializados representa la posibilidad de que vuelvan a mantener una mayor tajada del consumo mundial, pese a los esfuerzos por mayores eficiencias de consumo. Por lo acontecimientos de estos años, la incertidumbre en el comportamiento futuro del consumo crece cada día, pues precios bajos mayor posibilidad de consumo en países importadores muchos de los cuales están en la categoría de industrializados.

2.1.5 Prospectiva de Consumo Mundial de Energía

El Acuerdo de París sobre cambio climático, titulado COP 21 que entró en vigor en noviembre de 2016, señaló que para alcanzar los objetivos de dicho Acuerdo es preciso una transformación del sector energético y una fuerte disminución de al menos dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los planteamientos hacen referencia a cambios en sectores, regiones y

combustibles en especial del sector eléctrico, liderado por las energías renovables centrando la atención en un nuevo debate sobre el diseño del mercado de la electricidad y la seguridad eléctrica, si bien las preocupaciones tradicionales por la seguridad energética no han desaparecido.

Además, las necesidades energéticas de la población mundial siguen aumentando pero millones de personas están al margen de los servicios energéticos, significando que el escenario de referencia para la AIE tendrá un aumento del 33% de la demanda energética hasta 2040 representando un incremento del consumo de todos los combustibles modernos.

Por ello los países se propusieron alcanzar los objetivos fijados en los compromisos del Acuerdo de París y reducir el aumento previsto de emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía, pero no basta para limitar el calentamiento global a menos de 2°C. Entre los elementos que significan el motor del cambio está la eficiencia energética para cambiar radicalmente el ritmo de reducción de las emisiones de CO₂ y mejorar económicamente todos los sectores de uso final de la energía.

En tal sentido se proponen varios escenarios de demanda de energía; el primero denominado “escenario 450” el cual pretende limitar el calentamiento global en 2°C hasta 2040 requiere una inversión de 44 billones USD en el suministro energético mundial, donde un 40% debe destinarse a la extracción y el suministro de petróleo, gas y carbón –incluidas las plantas eléctricas que usan dichos combustibles–, y casi un 31% a las energías renovables. Se requieren 23 billones USD adicionales para mejorar la eficiencia energética. En comparación con el período 2000- 2015, durante el cual casi 70% de la inversión total en el lado de la oferta fue a parar a los combustibles fósiles.

Este escenario prevé que casi el 60% de la electricidad generada en 2040 provenga de energías renovables y la mitad de ese porcentaje, de las energías eólica y solar fotovoltaica. El sector eléctrico está prácticamente libre de emisiones de CO₂ en este escenario: la intensidad media de emisiones de la generación eléctrica desciende a 80 gramos de CO₂ por kWh en 2040, frente a 515 g CO₂/kWh actuales.

La electricidad registra una proporción cada vez mayor del crecimiento del consumo energético final: en 2040 la electricidad representa dos tercios del consumo adicional, frente a poco más de un cuarto durante los últimos 25 años. Los países no pertenecientes a la OCDE representan más del 85% del aumento del consumo de electricidad, constituyéndose en uno de los vectores energéticos que gana terreno entre los países de la OCDE. Pese a ser un factor pequeño en la demanda total de electricidad, el incremento previsto de consumo eléctrico en el transporte por carretera es representativo, ya que los carros eléctricos atraen a más consumidores, aparecen más modelos en el mercado y la brecha de precios con respecto a los vehículos clásicos sigue estrechándose.

El segundo escenario de AIE considera un sistema energético global carente de la implementación de cualquier política o medida nueva más allá de las ya respaldadas por los países. Se denomina “Escenario de Políticas Actuales”. Las inversiones se concentran en la exploración y explotación de recursos fósiles representando cerca del 77% del total y solo un 13% al desarrollo de las energías renovables con precios de crudo bajos, lo que anima al uso intensivo de sus derivados.

En este escenario el crecimiento del PIB en los países No OCDE es inferior en comparación con el crecimiento del escenario denominado de referencia. Una combinación de menor costo económico de la actividad y los precios bajos dan como resultado un nivel de consumo de combustibles líquidos en los países No OCDE cercano al del caso de referencia. Incluso en un escenario que suponga un bajo crecimiento económico (lo que se traduce en una menor demanda de energía). La demanda de energía primaria crece y se presenta la mayor proporción de combustibles fósiles en el mix mundial.

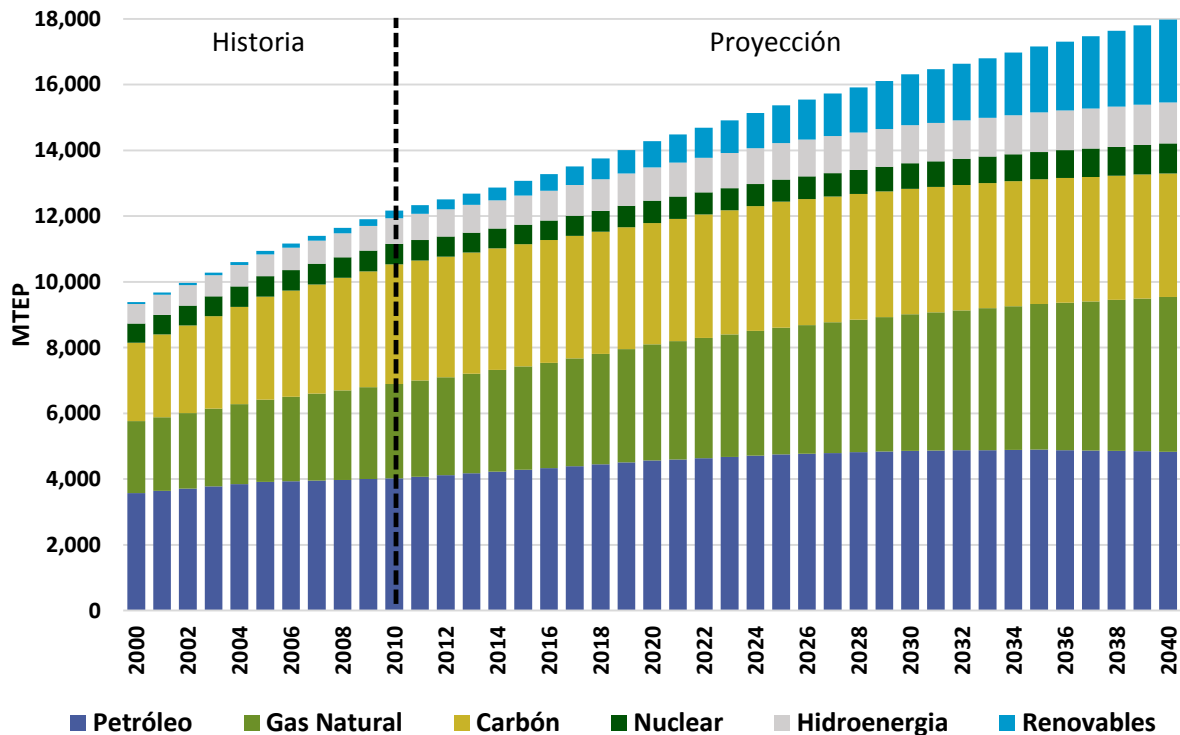
El tercer escenario llamado “Nuevas políticas” la demanda energética experimenta un aumento del 30% hasta 2040 impulsada por el crecimiento demográfico y económico global. Mientras la demanda total de los países de la OCDE va en descenso y la demanda sigue desplazándose hacia zonas y países en fase de industrialización y urbanización como la India, el Sudeste asiático y China, así como hacia determinadas zonas de África, América Latina y Oriente Medio. La Gráfica 2-8 presenta la proyección de demanda de energía primaria del escenario de nuevas políticas.

A pesar de que en período de análisis la demanda de gas natural crece a un ritmo anual inferior al experimentado en los últimos 25 años (1.5% de tasa de crecimiento media anual frente al 2.3%), el gas natural constituye la fuente de energía primaria de origen fósil que experimenta un mayor crecimiento incrementando su participación en un 50% de aquí al 2040. El consumo de gas natural crece en todas las regiones, con la excepción de Japón. En los próximos años, China se convertirá en el principal destino de los incrementos en la demanda de gas natural, seguido por Oriente Medio.

El escenario de nuevas políticas implica una necesidad creciente de inversión para garantizar el suministro energético global. La distribución de los cerca de 44 billones de dólares de inversiones acumuladas sean destinados de la siguiente forma: que un 61% se aplique a la exploración y explotación de hidrocarburos, mientras que un 17% lo haga para el desarrollo de renovables y un 18% al desarrollo de redes eléctricas.

En términos generales los escenarios a largo plazo muestran un panorama energético que seguirá dominado por los recursos fósiles. En este aspecto, en lo que se refiere al balance oferta-demanda de energía primaria los productores tradicionales de petróleo y gas (Oriente Medio, Rusia) perderán influencia frente a Estados Unidos, África o Australia. Mientras, los países emergentes seguirán marcando el ritmo de crecimiento de la demanda, debido al paso de algunos países asiáticos a países desarrollados en términos de poder de compra del consumidor.

Gráfica 2-8 Consumo mundial de energía primaria – escenario nuevas políticas



Fuente: AIE [2]

2.1.6 Precios del Petróleo

Los precios de los distintos crudos se asocian a sus características físicas y químicas, es decir de la cantidad de azufre y a la calidad en términos de densidad (liviano o pesado que define los rendimientos en refinación) y se basan en la cotización diaria de los crudos de referencia existentes. Fundamentalmente, estos dos parámetros configuran los crudos de referencia que hoy existen y que permiten su comercialización en el ámbito mundial, como patrón de diferencia para otros tipos de crudo.

Hoy se cuenta con las referencias WTI, BRENT, DUBAI, Arabia Light y la OPEP maneja una canasta de crudo de diversa calidad. El crudo WTI, se produce en Estados Unidos y se conoce como como un “Sweet Light”, por su bajo contenido de azufre, además de poseer y una gravedad API, en torno a los 39.6°. Este crudo se usa para determinar el precio de liquidación para los petróleos americanos y los provenientes de otras regiones del mundo que se comercialicen en el mercado de Nueva York, futuros de (NYMEX) y en el Intercontinental Exchange (ICE).

Hasta hace pocos años la cotización del barril de WTI era superior a la del petróleo Brent, el cual es más pesado y, por lo tanto, menos fácil de refinar. Sin embargo, hoy en día esta tendencia ya no es válida.

El Brent es una mezcla de crudos que se extrae en el Mar del Norte entre Noruega y el Reino Unido, es también un “Sweet Light” y su gravedad API es cercana a los 38.1°. El petróleo Brent se comercializaba originalmente en la International Petroleum Exchange de Londres, pero desde 2005 ha sido comercializada en el medio electrónico Intercontinental Exchange y es la referencia para la comercialización de crudo en Europa, en tanto que WTI lo es para la comercialización de crudos en el continente Americano. A pesar de la relevancia de estos tipos de crudo para la determinación de los precios del petróleo, representan volúmenes muy bajos de la producción.

El crudo Arabia Light es un petróleo producido en Arabia Saudita, con gravedad API de 34° y contenido de azufre superior al BRENT y WTI. Por muchos años fue la referencia mundial y durante la segunda crisis del petróleo, a partir de 1979 perdió su razón de ser.

El DUBAI es la referencia para el petróleo pesado, de alto contenido de azufre en Asia. Es un petróleo de baja calidad; pesado (31° API), frente al BRENT y WTI. En los últimos años su importancia ha crecido simultáneamente como las importaciones de crudo de las economías emergentes asiáticas, especialmente China. Aunque la producción de este crudo ha caído significativamente, el precio influye en el resto de crudos pesados del Golfo Pérsico con destino a Asia.

La canasta OPEP es una mezcla de crudos de calidad media-baja, y se determina como el promedio ponderado de los precios de las siete variedades de crudo: Saharan Blend (Argelia), Minas (Indonesia); Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudí); Dubai (Emiratos Árabes Unidos), Tia Juana Light (Venezuela), and Isthmus (México) y la organización fija sus decisiones de política petrolera con base en la denominada cesta OPEP.

En los últimos años la dinámica de los precios del crudo ha sido de tal intensidad que no parece factible explicarla mediante los fundamentales del mercado o con los conflictos geopolíticos entre los actores. Son muchos los factores que pueden haber contribuido a su volatilidad que parece iniciarse un nuevo ciclo en septiembre de 2014. Pero este fenómeno no es un acontecimiento nuevo, puesto que en décadas pasadas algo similar ocurrió y probablemente el ciclo de precios elevados haya culminado.

Para los expertos son diversas las causas de la disminución del precio en casi un 70% desde 2014, factores como la recesión económica mundial con la lógica disminución de consumo, o por la valorización del dólar respecto de otras monedas, o por la sobreoferta de crudo inducida por la producción de recursos no convencionales en Estados Unidos, o por factores geopolíticos o tecnológicos y de consumo estructural, sumados a la especulación financiera.

En fin son un sin número de elementos de que pueden ser responsables de tal hecho, lo cierto es que existe gran incertidumbre y expectativas en cuanto a si la caída es solo de corto o estos van a permanecer en niveles entre los 60 y 70 USD/barril por largo rato.

Ante el escenario de precios actuales, la OPEP ha modificado su posición y decidieron reducir producción de crudo pese al excedente de oferta mundial y así mantener presión sobre precios. Quizá, permitir un incremento de precios puede traducirse en una acción de nueva producción de costo alto por parte de los países No OPEP, o de un proceso de sustitución de la fuente fósil por energías renovables, con lo cual el propósito de la organización no parece ser, el de equilibrar el mercado, sino mantener su cuota o aumentarla y más bien sacar del mercado a competidores que están perdiendo al producir muy por debajo de sus costos.

Sin embargo, un crecimiento más bajo de la demanda como efecto de una desaceleración de la economía mundial en particular de las economías emergentes, aunada a las obligaciones internacionales adquiridas por los países en la COP 21, señalan una modificación del patrón de demanda mundial de crudo, con lo cual se debe evaluar cuidadosamente la factibilidad de que el mundo disponga de tecnologías de bajo costo para hacer una transición energética hacia el consumo de fuentes menos contaminantes y con mayor presencia de las renovables.

Desde otra perspectiva, los precios bajos del petróleo propician una gran oportunidad para la eliminación de los subsidios al consumo de combustibles, los cuales de darse generarían inherentes beneficios medioambientales y fiscales, toda vez disminuye el consumo, generando menores emisiones contaminantes con menor contribución al calentamiento global y mayor sostenibilidad fiscal que permiten trasladar los recursos hacia el suministro de bienes públicos esenciales.

Pero como en todo hay ganadores y perdedores cuando los precios están en niveles bajos. Los países importadores ven un alivio el gasto en compras de energía generando buenas perspectivas económicas y mitigando la apretada situación económica de algunos. La reducción de costos en el sector productivo de estos países permite mayor competitividad mejorando su posición e interacción en el entorno global.

Para los países productores la situación se torna poco alentadora, pues la mayoría basa su modelo de producción en la renta del petróleo, abriendo un boquete fiscal y alterando el equilibrio macroeconómico en estos, además de los efectos sobre la economía en general que se traducen por ejemplo en la necesidad de recortar presupuestos o reestructuración de deuda pública, para evitar que la crisis se intensifique, especialmente en los países productores de Latinoamérica.

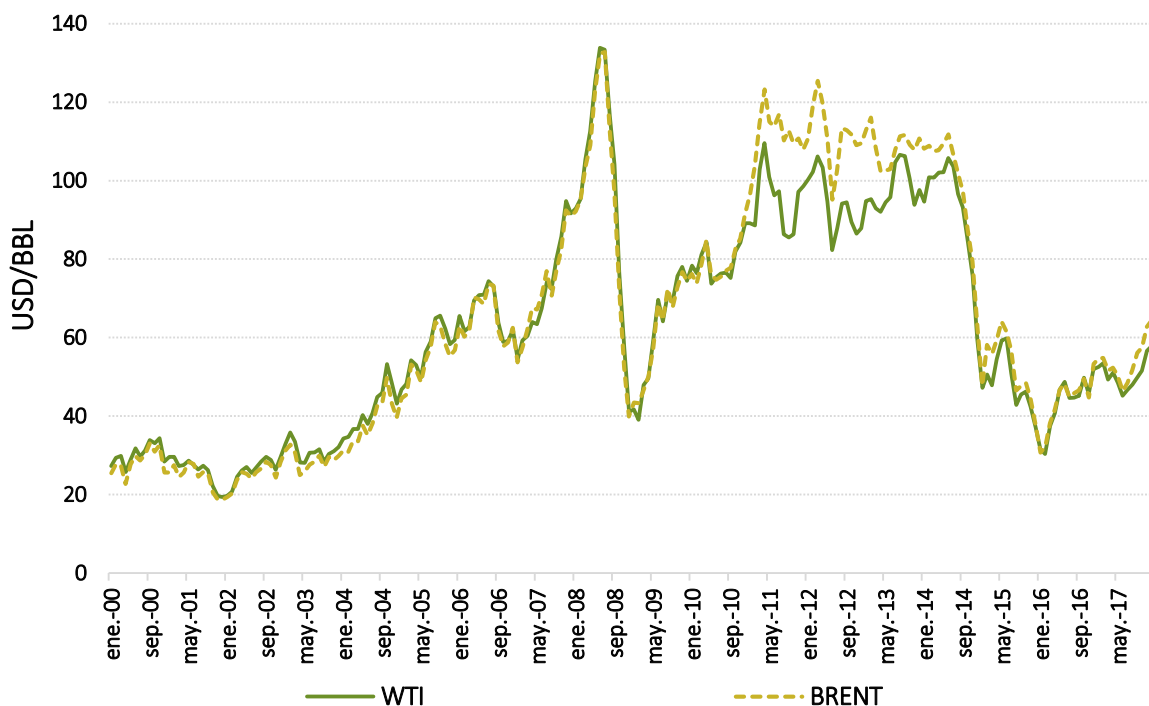
Lo anterior supone un reto para implementar políticas fiscales y monetarias que permitan encontrar opciones de endeudamiento externo sostenible, que no entre en contraposición con la protección medioambiental y uso de la capacidad local en proyectos de inversión.

En el año 2017 el mercado petrolero internacional fue marcado por una intensa volatilidad en su precio, que parece ser lo único cierto en este mercado. La evolución de los precios de crudo en los últimos años ha demostrado que en este mercado surgen gradualmente factores que influyen en él, como la especulación centrada en los futuros del crudo y generada por los fondos de cobertura.

Para muchos expertos los precios de esta fuente, seguirán oscilando en los próximos meses, mucho más de lo que solían hacerlo en el pasado, posiblemente hasta haya un reequilibrio y se alcance cierta estabilidad.

Una mirada a la Gráfica 2-9 permite ver un incremento constante del precio del crudo en el mercado spot desde el año 2002 hasta 2007 y luego un vertiginoso ascenso hasta mediados de 2008, desplomándose posteriormente y con un nuevo balance desde mediados de 2010, se aumenta progresivamente hasta mediados del año 2014.

Gráfica 2-9 Evolución del precio del petróleo



Fuente: DOE [3] EIA [4]

Durante el segundo semestre de este mismo año 2014 se inició nuevamente un descenso acelerado llegando en 2016 a valores observados en 2003, posteriormente alcanzó un incremento y en segundo semestre de 2017 alcanzó en promedio 57 USD\$/BBL, situación que fue motivada por una caída significativa en los inventarios de Estados Unidos y por la interrupción continua del sistema de oleoductos en el Mar del Norte y tensiones geopolíticas en Oriente Medio.

Al finalizar el año 2017, el precio del crudo superaba los 64 USD\$/BBL nivel que no se veía desde la caída del mercado en 2014, hecho que también fue originado por las medidas de recorte para reequilibrar el mercado petrolero y evitar sobreoferta, también a una respuesta de la productividad a la baja de los campos de producción de shale oil en Estados Unidos consecuencia de las

dificultades para con la disponibilidad de crédito y los cuellos de botella de la cadena de suministro a corto plazo.

Para expertos como el Banco Mundial los próximos años serán marcados por un incremento moderado en los precios de la energía impulsados por el petróleo, en razón a los preacuerdos al interior de la OPEP para restringir la producción, además de la posibilidad de interrupción en los suministros de algunos de los países pertenecientes a la organización, por conflictos internos, limitaciones financieras y profundización de la crisis de Venezuela, además de la disminución de oferta de los No OPEP encabezados por Estados Unidos donde los productores (de hidrocarburos no convencionales) se resisten a mantener producción por precios bajos.

2.1.7 Capacidad Mundial de Refinación

A nivel mundial, los derivados concentran más de un tercio del consumo final de energía para atender las necesidades del sector transporte. El crecimiento de la población y el proceso de urbanización han generado un ritmo creciente del consumo de recursos naturales a una tasa de utilización superior al crecimiento de la población, con una distribución irregular entre los distintos países, pues el consumo está condicionado por distintos factores, como la facilidad de acceso a los combustibles fósiles, el tamaño mismo de la población, el ritmo de crecimiento económico de cada una de las naciones o por el desarrollo de programas de eficiencia energética.

Pero según estimaciones de diversos expertos, la población mundial crecerá de manera descomunal, antes de que la tasa de crecimiento demográfico empiece a disminuir sostenidamente, planteando serios interrogantes para el abastecimiento de los combustibles y para su proceso de producción, a fin de dotar a la sociedad de las fuentes que necesitan, para continuar su proceso de desarrollo.

Pero no solo se trata del sector transporte, los derivados del petróleo también abastecen los requerimientos de la industria manufacturera y de los hogares, razón por la cual se debe mantener un flujo constante de combustibles y de carácter armónico con la demanda de cada país. Hoy los combustibles líquidos proporcionan cerca del 33% de la energía mundial consumida y la mayoría de los estudiosos del tema piensan que por mucho tiempo seguirán brindando la mayoría de la energía requerida. Bajo tal perspectiva, la producción de combustibles líquidos es de crucial importancia, mientras se desarrollan otras fuentes que los sustituyan.

La naturaleza del mercado del crudo está modificándose y es factible que a mediano plazo sea el mercado de los productos derivados los que representen un rol medular en el comercio global; de tal modo que los países con las mayores capacidades de refinación tratan de maximizar las exportaciones de derivados con nichos de mercado bien definidos. Estos movimientos han generado que países como Rusia estén concentrando su comercio con los países asiáticos, en

tanto que Medio Oriente está aumentando los suministros a Europa y a Centro y Suramérica los abastece Norte América.

Una distinción entre productores y consumidores señala que la región de mayor consumo de petróleo es Asia Pacífico con un 35.2% del total y una capacidad de refinación equivalente al 33.9%, mientras que produce el 8.5% del crudo mundial. Por su parte Europa & Eurasia disponen del 24% del volumen mundial de refinación, producen el 19.2% y consumen 20.2%, mostrando cierto grado de equilibrio, igual que Norte América, que consume el 24.7% del crudo mundial producido, refina el 22.5% del total y produce el 21.7%.

La situación de Medio Oriente es un poco distinta, pues produce el 34.1% de crudo mundial, consume el 9.5% y dispone de una capacidad de procesamiento del 9.7%, configurándose en la región por excelencia que provee crudo a las regiones carentes del recurso.

En 2017 la capacidad mundial de refinación llegó a 98.1 millones de barriles día, representando un incremento de 0.6% frente a 2016 y como ya se mencionó las regiones que concentran la mayor capacidad de refinación fueron Asia Pacífico, Europa y Eurasia y Norteamérica que en conjunto representan el 82.6% del total mundial. Hay un exceso de capacidad que se exagera con los aumentos de capacidad en China ante un escenario de baja demanda de dicho país.

Adicionalmente, en algunas regiones como Europa se ha cerrado pequeñas plantas ineficientes, en tanto que las nuevas en operación son de mayor eficiencia y conversión, lo cual ha generado una rápida expansión de la actividad no exactamente en esta región, sino en países de Asia Pacífico y Centro Suramérica.

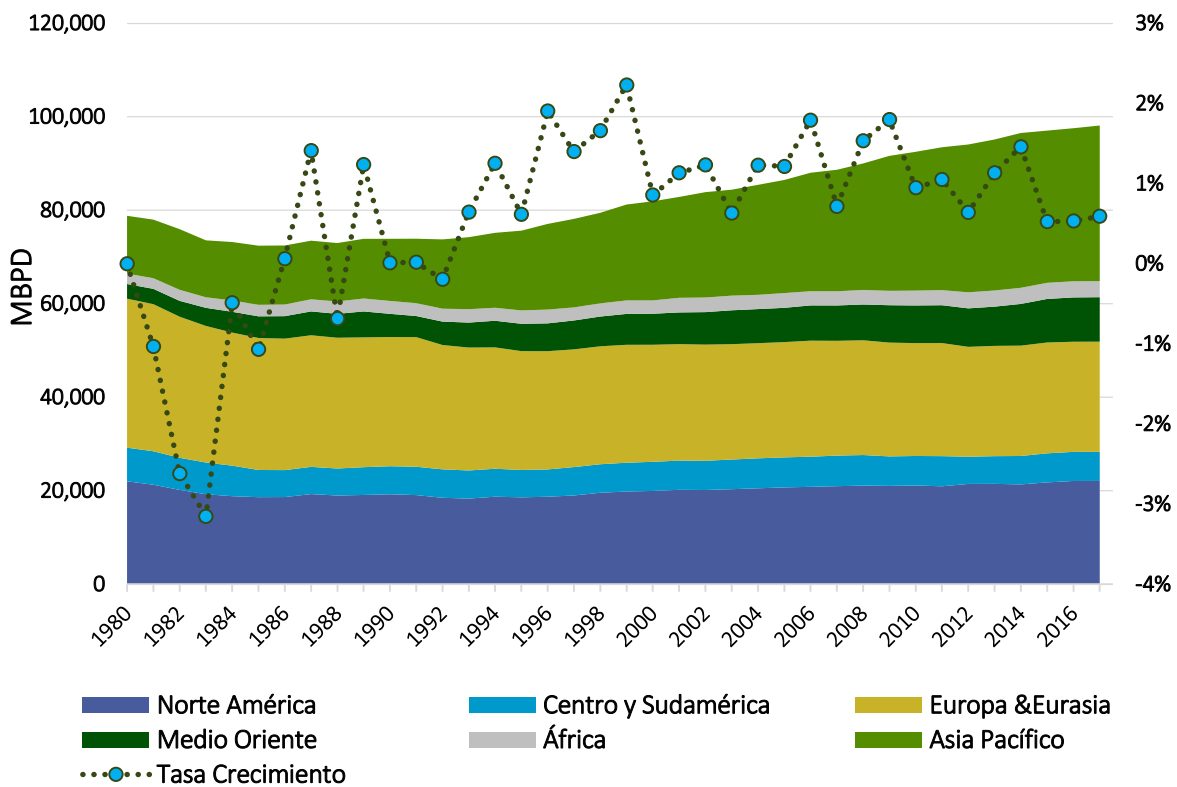
En la región de Europa y Eurasia, Rusia es el país con mayor contribución en la capacidad de refinación participando con el 6.7%, seguido Alemania e Italia con dos millones de barriles día y 1.9 correspondientemente. Sin embargo es de aclarar que en Rusia la mayoría de las plantas son antiguas con operaciones básicas que no permiten buenas eficiencias ni conversión, lo que viene motivando política pública por parte del gobierno para invertir en la modernización de las refinerías para producir más productos de alto valor. La Gráfica 2-10 presenta la evolución de la capacidad de refinación mundial.

La región de Norte América, muestra tasas de crecimiento bajas. Estados Unidos es el país con la mayor capacidad de refinación a nivel mundial, aporte el 18.9% del total mundial equivalente a 18.6 millones de barriles, de los cuales algo más del 40% se localiza en la Costa del Golfo de México, área que dispone de menores costos, por estar más cerca de los campos de producción de crudo y acceso a los mercados en crecimiento.

La expansión de la producción de crudo liviano (procedente de esquistos) ha suscitado cambios medulares tanto en capacidad, rendimiento y rentabilidad, como en la cantidad de plantas, generando el cierre de centros de transformación menos eficientes.

La región de Medio Oriente ha aumentado su capacidad de refinación de manera continua con el propósito de aumentar la exportación de derivados y si bien el 2017 registró leve incremento frente a 2016, la tasa de crecimiento medio anual de los últimos 5 años alcanza el 2.9% superando el promedio mundial que logró el 0.9% en el mismo intervalo. Arabia Saudita es el país con la mayor contribución de la región, con el 30% del área, pero con tan solo un 3% en el ámbito mundial.

Gráfica 2-10 Capacidad mundial de refinación de petróleo



Fuente: British Petroleum [1]

Sur y Centroamérica contribuyen con el 6,3% de la capacidad mundial equivalente a 6.2 millones de barriles día. Pese a que la capacidad de refinación de la región mostró un descenso frente a 2016, la tasa promedio de crecimiento de los 5 últimos años muestra cifras positivas a las nuevas plantas en Brasil y Colombia. El país que tiene la mayor capacidad de la región es Brasil con 36.7%, seguido por Venezuela con 20.9%, pero marginales en el ámbito mundial.

África es la región con la menor capacidad de refinación con una participación del 3.5% de la total, con una leve disminución sin ninguna variación frente a 2016. En la región se destaca Egipto que

dispone del 23.6%, seguido por Algeria con el 18.9%. El resto de países cuentan con capacidades bajas de operación y debido a problemas internos con continuas interrupciones trabajan por debajo de sus capacidades.

En los países pertenecientes al OCDE la capacidad de refinación se redujo cerca de 170,000 barriles para respaldar regulaciones más estrictas y competencia creciente de refinadores fuera de esa organización, situación contraria se dio en los No OCDE que incrementaron su capacidad de procesamiento en 274,000 barriles.

En general, muchos de los países están orientando sus inversiones en refinación hacia la actualización tecnológica de las plantas con incremento de su capacidad, para obtener mayores rendimientos. Con la caída de los precios del crudo mejoraron de manera notable los márgenes de refinación que al final del día están incentivando la inversión en esta actividad.

2.1.8 Producción y Consumo Mundial de Derivados del Petróleo

Es bien sabido que la mayor parte del incremento en el consumo de combustibles tiene como destino los sectores industriales y de transporte, particularmente en este último, por cuanto los derivados se constituyen en la fuente de energía más utilizada en el mundo como carburante, ya sea en transporte individual, colectivo o de mercancías.

En 2017, las mayores necesidades de petróleo se produjeron en medio de un repunte de la actividad económica mundial, lo que se tradujo en un aumento del consumo de productos derivados del petróleo tanto en países de la OCDE como en otros países. La demanda de la OCDE se incrementó por mayores necesidades en Estados Unidos, Alemania y China que vieron mejoras en sus índices económicos incluidos el crecimiento del PIB y la disminución del desempleo.

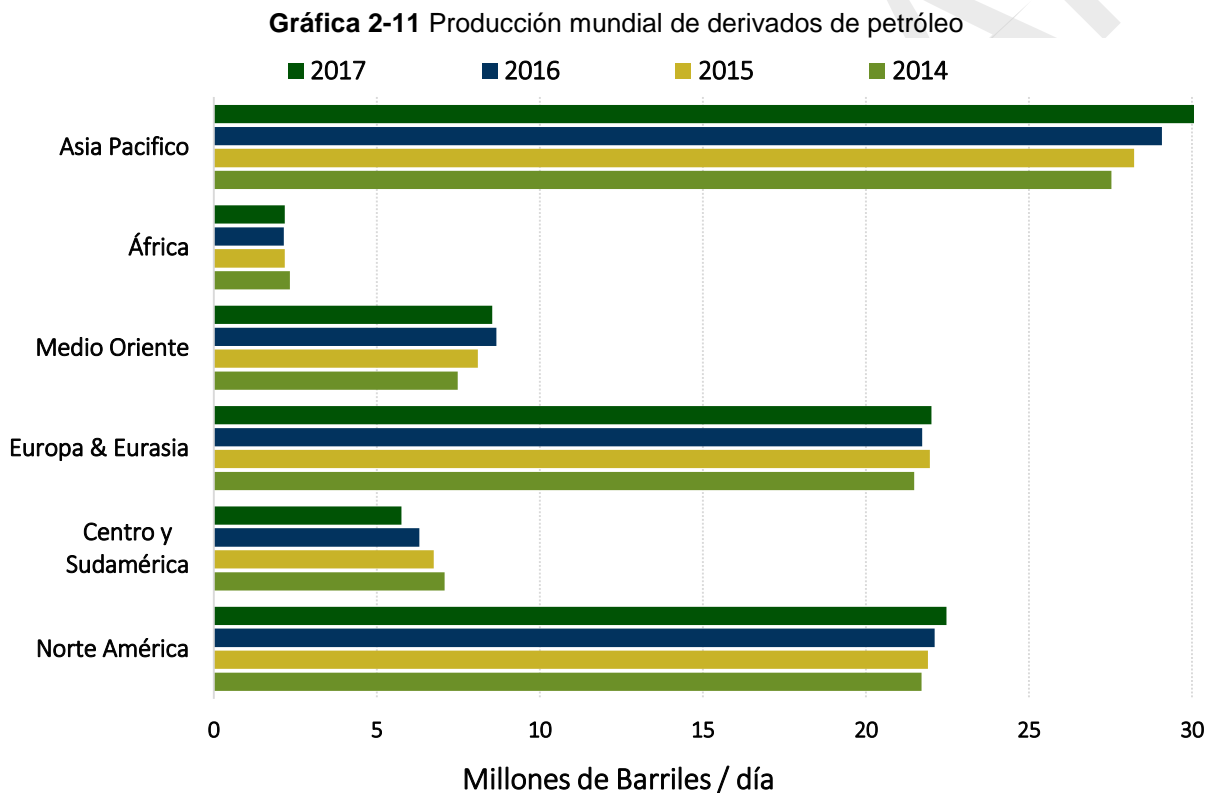
La producción de derivados del petróleo aumentó en 1.1% con respecto a lo alcanzado en 2016, pues además de lograr buen comportamiento de los indicadores clave como márgenes de refinación y demanda, la ineficiencia en la operación de algunas plantas en Sur América exigió mayores importaciones a la región, trayendo consigo beneficios para los refinadores de la Costa del Golfo.

Las regiones de mayor aporte de productos derivados fueron Asia Pacífico con el 33% y una tasa de crecimiento frente a 2016 de 3.4%, seguida por Norteamérica que contribuye con el 24.7% y un aumento frente al año anterior de 1.6%. La región de Europa & Eurasia creció 1.3% y mantiene una participación relativa de 24%, lo mismo que África que creció en 1.8% el aporte de derivados participa con 2.4% del total mundial.

Entre tanto las regiones de Centro y Suramérica y Medio Oriente que contribuyen al total producido con el 6.3% y 9.4% correspondientemente, presentaron disminuciones significativas que suman

670,000 barriles día de producto, siendo de Centro y Suramérica la de mayor reducción con 550,000 barriles. Ver Gráfica 2-11.

Individualmente se destaca Estados Unidos como el primer productor de derivados con un aporte del 22.3% del total mundial, luego está China que contribuyó con el 13.2% (gracias al incremento continuo en su capacidad de refinación), sigue Rusia con 7%, India participó con 5.9% y Japón que suministró el 4%. Sin embargo, muchos países redujeron su oferta de derivados en 2017 por diversas razones entre los que sobresalen Brasil, México y Venezuela en la región de Centro y Suramérica, mientras que en Medio Oriente lo hicieron Emiratos Árabes, Kuwait e Irán entre otros.



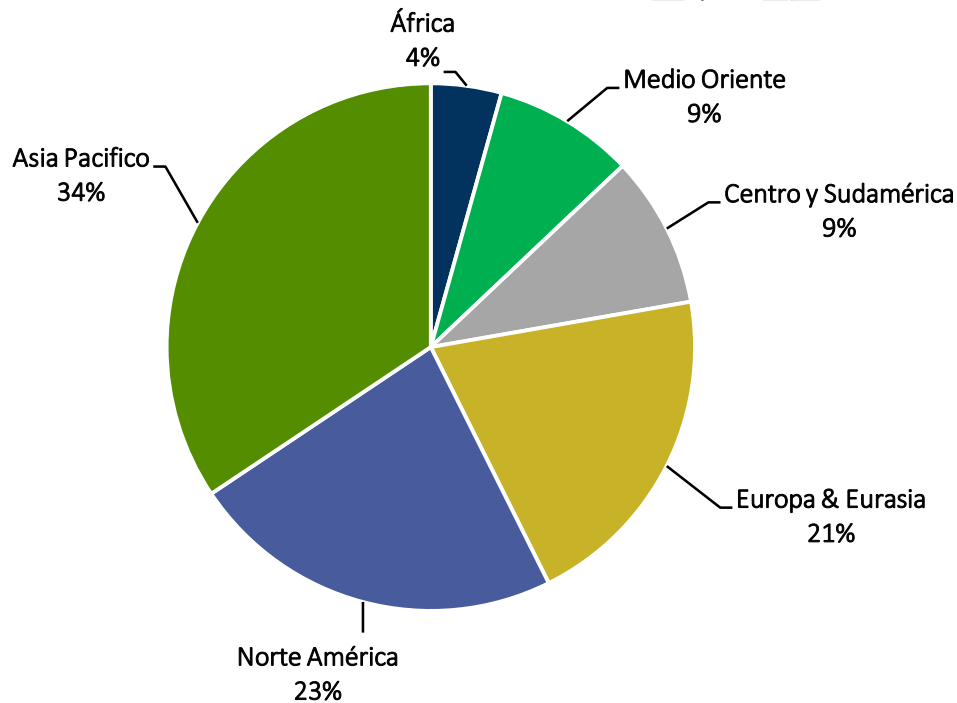
Fuente: OPEC [5]

Teniendo en cuenta que existen regiones deficitarias en productos, son diversas las estrategias de los productores para ganar terreno y competir en mejores condiciones en los mercados de exportación, aprovechando precios bajos del crudo, mayores niveles de conversión y el cierre de muchas plantas pequeñas con tecnología antigua, particularmente en Europa donde el crudo es más costoso, y la oferta de derivados de petróleo de Estados Unidos y de Oriente Medio tiene condiciones más favorables que los procedentes de Rusia.

En lo referente a consumo se presentaron cambios en 2017, con incremento del 1.7% pese a la evolución del parque automotor y el proceso de transición hacia la descarbonización de la matriz energética mundial, las regulaciones en materia ambiental para favorecer la sustitución de combustibles líquidos más contaminantes por fuentes como el gas natural y electricidad.

El mayor consumo de derivados se presentó en la región de Asia Pacífico con 33.4 millones de barriles-día entre gasolina, diésel, destilados medios, productos residuales, impulsado por el crecimiento económico de China e India, a pesar de una disminución de sus tasas de crecimiento por la desaceleración económica y aun así, incrementaron en 2.6% que equivalen a 855,000 barriles día. Ver Gráfica 2-12.

Gráfica 2-12 Consumo mundial de derivados del petróleo



Fuente: OPEC [5]

La región de Norte América con un consumo de 22.3 millones de barriles día un 1.1% más que en 2016, es la segunda zona en consumo. El aumento se concentra en Estados Unidos obedeciendo a factores como el incremento de vehículos nuevos y bajos precios de los combustibles que ha estimulado el consumo particularmente de gasolina, además de incursión de gas natural en distintos usos, limitando el consumo de derivados en algunos sectores.

Por el lado de Europa y Eurasia, se presentó un significativo aumento en el consumo resultado de precios bajos y mejor desempeño económico en los países más grandes de la región exceptuando

a Rusia y otros países próximos geográficamente a este territorio. El aumento representó una tasa de crecimiento de 2.2% frente a 2016 y un volumen superior a los 420,000 miles de barriles día.

La única región que disminuyó el consumo durante 2017 fue la Centro y Suramérica cuyo crecimiento fue del -0.7%, donde la gasolina y los destilados medios fueron los responsables al contraerse en 1.4% y 2.9% respectivamente. Este nivel se ve influenciado por el comportamiento económico de la región (la evolución del crecimiento ha sido muy heterogénea entre países), que no ha podido despegar y aunque los precios de estas fuentes están catalogados como de los más bajos del mundo, la demanda ha sentido los efectos de la crisis, económica de la región, además del desarrollo agresivo de programas para el uso de biocombustibles, movilidad de bicicleta y el uso de carros eléctricos.

En términos generales, el consumo de productos derivados del petróleo en los países OCDE muestra aumento, lo mismo que los países fuera de esta organización y se espera un repunte de la economía mundial, lo que puede mantener los niveles de crecimiento tanto en China como en India, con lo cual se estima que la demanda puede incrementarse.

En cuanto a fuentes individuales, el consumo depende del país o de la región, y de las condiciones económicas imperantes. A nivel mundial, la gasolina creció un 2.2% frente a 2016, mientras en los destilados medios⁴ como el diésel aumentó 1.7% y los energéticos residuales⁵ tipo combustóleo o fuel oil presentaron un leve aumento. Hoy el consumo mundial está dominado por el diésel y destilados medios que representan el 30% del total, mientras que la gasolina representa el 28%, los intermedios el 8%, los residuales 7% y otros productos⁶ representan 27%. Una modificación de estas participaciones se puede presentar con la evolución de la economía mundial, en razón al proceso de transición que se espera.

En lo que respecta al comercio de los derivados del petróleo, Estados Unidos es un exportador neto por lo grandes excedentes disponibles, gracias a las nuevas tecnologías de conversión. Tales excedentes son enviados para Europa como el diésel y a Latinoamérica las gasolinas. Otro de los grandes exportadores es Rusia, que está enviando productos al mercado Asiático, fundamentalmente diésel y productos residuales, abandonando las transacciones con el continente Europa, quien está siendo abastecido por Medio Oriente y la producción interna.

China merece una distinción porque se ha convertido en exportador de combustibles, gracias a la gran capacidad de refinación y la moderación de su demanda interna, generando un superávit que le ha permitido exportar, pese a ser el primer importador mundial de crudo. Este nuevo productor de derivados, en pocos años será un actor importante del comercio de combustibles por sus bajos

⁴ Destilados medios: grupo al cual pertenecen el diésel, queroseno y Jet o combustible de aviación

⁵ Este grupo incluye bunkers y fuel oil o combustóleo

⁶ Esta categoría considera GLP, coque, lubricantes

precios, lo cual significa que será un competidor importante para Estados Unidos, para diversos países Europeos que hoy producen derivados, de Rusia y también para Medio Oriente.

De lo anterior se puede comentar que existen países productores de petróleo, donde los volúmenes producidos son superiores a los requerimientos de la refinación local, excedentes de petróleo que llevan a los mercados internacionales en busca de compradores.

Hay otro grupo de países, en que la producción de crudo es deficitaria y debe ser compensada por importaciones del mercado internacional a fin de completar los requerimientos de la demanda de refinación local. Existe un tercer caso de países donde, además de las compras de crudo, también se debe acudir a la importación de productos refinados para atender las necesidades de la demanda local y finalmente un grupo de países, donde se combinan las exportaciones con las importaciones de crudo y productos.

Lo anterior configura mercados de intercambios de hidrocarburos así: i) mercado de crudo, mercado de productos, y un mercado de crudos y productos. Así pues, se tiene un mercado internacional donde las grandes reservas y la producción generalmente están localizadas en regiones diferentes de aquellas donde se presentan los mayores consumos. Luego, desde sus orígenes, ha sido necesario que el petróleo crudo fluya desde los campos de producción hasta los mercados donde se encuentran los clientes.

Es de advertir que las emisiones de CO₂ crecieron frente a 2016 en un 2% después de mantenerse estables durante tres años, pues luego de un rápido aumento de las emisiones globales de alrededor del 3% promedio anual entre 2000 y 2013, las emisiones solo aumentaron en promedio 0.4% anual entre 2013 y 2016.

La desaceleración en el crecimiento de las emisiones globales en los últimos años, se explica en gran medida por una combinación de factores en Estados Unidos y China, así como por un crecimiento relativamente pequeño en otros países del grupo No OCDE. En 2017, cambia esta trayectoria con pocas o ningunas reducciones en las emisiones Norteamérica y un incremento considerable de las emisiones Chinas.

Las emisiones en India aumentaron más lentamente en 2017 comparado con los últimos años, mientras que las emisiones de la Unión Europea se mantuvieron relativamente estables desde 2014 y no cambiaron en 2017. El crecimiento de las emisiones de 2016 a 2017 también se duplicó en el resto del mundo.

2.1.9 Transporte

Existen dos esquemas de transporte mundialmente utilizados para conducir el petróleo crudo y los productos derivados a los mercados: Oleoductos y Tanqueros. Para el transporte a grandes

distancias, por ejemplo, entre el Medio Oriente y Japón los tanqueros son el mecanismo adecuado. No todas las rutas requieren del mismo tipo de buques y el tamaño debe ser resultado de un análisis económico basado en: volúmenes, especificaciones de los puertos de cargue y descargue y distancias a recorrer. En este sentido, la industria petrolera ha logrado desarrollar tecnologías que permiten maximizar los volúmenes transportados a bajos costos por barril.

Los oleoductos, son el mecanismo adecuado cuando se presentan transportes de petróleo a nivel regional donde no hay que cruzar extensiones importantes de cuerpos de agua, como entre Canadá-Estados Unidos- México o entre Rusia y Europa donde en la manera eficiente de transporte.

Lo cierto es que los grandes volúmenes se mueven por vía marítima y además, los bajos costos de transporte han permitido que el petróleo se convierta en el “commodity” dominante en el comercio mundial lo cual a su vez ha sido fundamental para la construcción de los mercados. Mientras que el petróleo debe transportarse largas distancias debido a que los grandes campos de producción se encuentran localizados lejos de los centros de consumo, en el caso de los productos, normalmente las refinerías se localizan cerca de los mercados. Sin embargo se ha visto ciertas modificaciones del esquema por el auge de las economías emergentes en la producción de derivados.

Los costos de mover productos son mayores que lo que implica transportar el crudo, debido a que en el primer caso se requieren buques limpios o también llamados “clean vessels” a fin de evitar la contaminación de los productos refinados que están siendo transportados. Adicionalmente, los productos deben ir segregados unos de otros por cuanto las mezclas no son comercializables, mientras que en el transporte de crudos, éstos pueden transportarse incluso mezclando varias calidades sin que eso implique disminución significativa en su valor.

El manejo de los productos resulta ser una actividad más compleja que requiere transporte por baches cuando el medio de transporte es un poliducto o segregado en un buquetanque, lo mismo que almacenamiento segregado o independiente, de tal manera que se le dé un manejo adecuado a los diferentes tipos de productos los cuales incluso pueden variar según las estaciones climáticas que se estén considerando.

Por tanto, transportar productos resulta más complejo y logísticamente más exigente que transportar crudos, lo que permite indicar que consideraciones de economía y logística recomiendan que las refinerías deben construirse cerca de los mercados, pues evita que los derivados se movilicen a grandes distancias y que sea el crudo el que se transporte cuyos costos y logística es menor que en el caso de los derivados.

Además, la calidad de los productos y del mismo crudo es tema básico para el desarrollo de los mercados. Hoy las refinerías tienen que optimizar su operación mediante la adecuada escogencia del portafolio de crudos que permiten cumplir las especificaciones de los productos, de conformidad con el equipamiento o configuración de la refinería.

La tendencia en mercados desarrollados es hacia productos de mayor calidad, lo cual significa uso de crudos ligeros de mayor costo o crudos pesados más baratos pero más complejos de refinar. Esta tendencia ya está permeando las economías emergentes por la concientización ambiental del planeta, obligando a utilizar crudos con menores contenidos de azufre y sistemas más complejos de refinación.

Ahora bien, el mercado de derivados es de alcance regional o local y por supuesto su actividad gira en torno a la producción de refinados, a partir de diferentes esquemas de refinación. Como ya mencionó, los costos de transportar los derivados hace que los sistemas de refinación se localicen lo más cerca posible de los mercados finales.

Tal es el caso de la zona de las Américas (Norte, Centro y Sur) el área de mayor influencia en la producción y comercialización de derivados es la Costa del Golfo de los Estados.

Esta zona es líder en capacidad de refinación con más del doble de la capacidad de cualquier otra región dentro de los Estados Unidos, donde se tienen facilidades de refinación de alta conversión para procesar crudos de todo el mundo tanto livianos como pesados y de alto y bajo azufre. Desde esta región se atiende la mitad de las necesidades del Mercado del Este de los Estados Unidos y tienen un comercio exterior muy activo exportando e importando productos terminados a diferentes países especialmente para Centro y Suramérica.

2.1.10 Seguridad Energética

La seguridad energética es un concepto multidimensional que tiene en realidad una relación directa con la seguridad de abastecimiento y puede definirse como una estrategia para gestionar los riesgos que plantean la dependencia, la vulnerabilidad o el aislamiento en el mercado de los hidrocarburos ante cualquier evento, que pueda generar interrupciones o incremento exorbitantes de precios en el suministro. En tal sentido, muchos países están desarrollando estrategias nacionales de seguridad de largo plazo, orientadas a garantizar el suministro de energía de manera sostenible económica y medioambientalmente, a través de recursos internos pero también externos.

Al respecto no existen modelos específicos o recetas aplicables a cada caso, lo cual probablemente se deba a que este tipo de análisis en cada país es una tarea muy compleja y tiene características especiales difíciles de capturar por una metodología general. Por ello, se evaluará el esquema establecido por la Agencia Internacional de Energía en materia de seguridad energética, para asegurar energía confiable, económica y limpia. Máxime que Colombia adelanta acciones para su adhesión a OCDE, con lo cual es necesario dar cumplimiento a ciertos requisitos y estándares en los distintos sectores entre los cuales se encuentra de energía.

La Agencia Internacional de Energía – AIE se estableció en 1974 para promover la seguridad energética entre sus países miembros, a través de la respuesta colectiva a las interrupciones físicas

en el suministro de petróleo, y para proporcionar investigación autorizada y análisis sobre la manera de asegurar energía confiable, económica y limpia para sus 29 países miembros y para otros países. Para ser integrante, un país candidato a pertenecer a AIE deber ser miembro de la OCDE, sin embargo, ser miembro de la OCDE no se traduce automáticamente en ser miembro de la AIE.

La AIE define seguridad energética como "la disponibilidad ininterrumpida de las fuentes de energía a un precio asequible". La seguridad energética a largo plazo se ocupa principalmente de las inversiones oportunas para suministrar energía de conformidad con la evolución económica y las necesidades ambientales sostenibles, Ver Gráfica 2-13 La seguridad energética a corto plazo se centra en la capacidad del sistema de energía para reaccionar rápidamente a cambios repentinos en el equilibrio entre la oferta y la demanda.

Considerando que el riesgo de interrupciones se origina en la ocurrencia de eventos y circunstancias extremas, los países miembros de la AIE se preparan para afrontar este tipo de situaciones mediante la combinación de: Reservas Estratégicas de petróleo equivalentes a por lo menos 90 días de importaciones netas y el diseño de medidas de respuesta que combinan incrementos en la oferta, hasta donde sea posible, restricciones en la demanda, como sustitución de combustibles y liberación de inventarios o "stockdraw" mediante procedimientos claramente definidos. La liberación de reservas ha demostrado ser el mecanismo más poderoso que tienen los países miembros de la AIE durante las interrupciones del suministro de petróleo que se han presentado.

Según la AIE, las interrupciones de suministro de crudo deben evaluarse individualmente porque la gravedad de una interrupción de suministro no se refiere solamente al volumen de petróleo perdido, también está relacionada con el nivel de inventarios comerciales, la duración probable de la interrupción y la capacidad disponible de producción adicional. Si el mercado mundial no tiene suficiente exceso de capacidad, una pequeña perturbación puede ser muy grave. Por el contrario, una interrupción mayor puede ser manejable en el corto plazo si hay suficiente capacidad de producción adicional o reservas comerciales de petróleo para compensar la pérdida de suministro.

Gráfica 2-13 Elementos de la seguridad energética



Fuente: AIE [5]

Así, el propósito de una acción colectiva de la AIE es limitar el alcance y el impacto de una caída repentina en la oferta mundial de petróleo causada por una interrupción en el suministro, mediante una combinación de medidas de respuesta de emergencia diseñadas para aumentar la oferta y reducir la demanda. El incremento de producción también aumenta el suministro de petróleo a corto plazo, mientras que la moderación de la demanda y la sustitución de combustibles están ambos diseñados para ayudar a disminuir temporalmente el uso del petróleo.

- Incrementar producción: Países de la AIE con producción nacional de crudo pueden ser capaces de aumentar la producción por un corto período de tiempo, para aumentar los suministros disponibles en situación de crisis. Esta medida se limita a los países miembros con niveles significativos de producción, por ello, AIE estima que la capacidad total de sus países miembros para aumentar la producción de petróleo es insignificante, ya que en general los productores maximizan las tasas de producción y no mantienen capacidad de producción adicional en stand-by y durante una interrupción, los gobiernos de los países miembros pueden tomar medidas para facilitar cualquier producción adicional posible, como relajar temporalmente la reglamentación que aplican en tiempos normales.
- Restringir Demanda: Esta medida apuntan a reducir rápidamente el consumo de crudo en caso de crisis. Esto se puede hacer en períodos cortos, ya sea mediante la reducción de la cantidad de combustible efectivamente utilizado o con limitación en la cantidad de crudo disponible para los consumidores. En ambos casos, las medidas pueden ir desde ligeras, como campañas de información pública para promover acciones voluntarias, hasta

obligatorias y más pesadas, como restricciones a la circulación o el racionamiento de combustible en cualquier sector de consumo.

- Sin embargo, el sector del transporte merece una atención especial, pues debido a que el transporte por carretera representa aproximadamente el 85% de todo el consumo de petróleo en el sector del transporte y ofrece el mayor potencial de reducción durante una crisis, muchas de las medidas a corto plazo para recortar demanda en una crisis, tienden a centrarse en el transporte por carretera.
- Sustituir Combustibles: Cambiar de combustibles líquidos a otras fuentes de energía reduce el uso del petróleo. Como el consumo de crudo ha cambiado, y está cada vez más concentrado en los sectores del transporte y la industria, el potencial para el cambio es limitado. La participación del petróleo como combustibles para calefacción y generación de energía se ha reducido de manera significativa, de un máximo de alrededor del 30% en 1973-74 a menos del 7% en 2011. El cambio de combustible a corto plazo sólo es posible dentro de estos dos sectores; por lo tanto, su potencial en tiempo de crisis es muy bajo.
- Otras Medidas: En algunos casos, los países miembros de la AIE pueden proporcionar flexibilidad adicional durante una crisis a través de la relajación temporal de la normatividad. Esto puede hacerse con especificaciones de calidad menos severas de los productos durante un periodo limitado de tiempo. Otra posibilidad es modificar las regulaciones con respecto a la localización geográfica de las reservas de petróleo de emergencia, para permitir un intercambio, donde las reservas de emergencia con las reservas comerciales mantenidas en otras partes del país. La Gráfica 2-14 presenta un resumen de las medidas que se siguen para atender periodos de crisis.

En la mayoría de los países miembros de la AIE, la responsabilidad de la política de seguridad petrolera recae, en última instancia, en un Ministro del Gobierno lo que implica que la “seguridad energética” es una política de Estado. La política de seguridad abarca decisiones relativas a la liberación de las reservas de petróleo de emergencia y la aplicación de otras medidas que buscan conjurar problemas de suministro.

El ministro normalmente delega la responsabilidad de la preparación y ejecución de las medidas de emergencia en una organización nacional de estrategia de emergencia del país (National Emergency Strategy Organization - NESO), junto con la tarea de servir de enlace con la AIE en materia de coordinación internacional durante una emergencia. La mayoría de las NESO tienen una doble misión: además de ser la autoridad gubernamental para la gestión nacional de emergencia de petróleo, monitorean las actividades del mercado doméstico de petróleo.

Como ya se mencionó los países miembros de la organización, deben mantener niveles de existencias equivalentes a por lo menos 90 días de sus importaciones netas y para ello hay tres enfoques que permitan garantizar que los niveles de existencias globales cumplan con los requisitos

mínimos: i) imponer niveles de existencias a la industria, ii) mantener existencias propias del gobierno y iii) disponer de inventarios propios de la agencia.

Gráfica 2-14 Sistema de emergencia de la AIE



Fuente: Agencia Internacional de Energía [7], UPME

Algunos países utilizan sólo una categoría de reservas que sostiene para cumplir con la obligación mínima, aunque la mayoría de los países utilizan una combinación de estas categorías. Por lo general, las existencias de petróleo crudo y/o derivados son mantenidas por la industria o por una

combinación entre la industria y una entidad pública, es decir, el gobierno y/o el organismo establecido para cumplir esta función.

Mantener existencias de petróleo de propiedad del gobierno es uno de los medios por los cuales los países pueden garantizar sus requerimientos y existencias mínimas. Estas se financian por lo general a través del presupuesto del gobierno central y son exclusivas para casos de emergencia. Otros países establecen una agencia independiente con la responsabilidad de mantener la totalidad o parte de la obligación de existencias. La estructura y los procedimientos de la Agencia varían de país a país, pero en todos los casos están claramente definidos por la legislación estatal.

Un atractivo general de un sistema mixto, donde se mantienen existencias públicas y se fija una obligación mínima a la industria, es que se puede mejorar la “visibilidad” global de las reservas de emergencia, manteniendo al mismo tiempo un vínculo operativo con las compañías petroleras. Ello contribuye a garantizar la reducción rápida de las reservas de petróleo en caso de emergencia.

Durante una interrupción de suministro de petróleo, los países miembros pueden liberar las reservas a través de diversas opciones. En aquellos donde existe una obligación sustancial en la industria para mantener existencias, el gobierno permite una disminución temporal en los niveles de reservas obligatorias de la industria, de acuerdo con la participación del país en la respuesta total de la AIE. Para países donde las existencias están en poder de una entidad pública, la liberación de las reservas se realiza típicamente ofreciendo al mercado cantidades específicas de estas reservas públicas en venta o arrendamiento.

Con excepción de Canadá, Noruega y Dinamarca, todos los demás países miembros de la AIE son importadores netos de petróleo crudo y derivados, siendo Estados Unidos, Japón y Corea los mayores importadores, seguidos por Alemania, España e Italia en primera instancia, y en menor escala por Francia, Reino Unido y Holanda.

Según lo indica AIE, los países mantienen las existencias ya sea en petróleo crudo o en productos derivados, y tales existencias son mantenidas por la industria o por una combinación entre la industria y una entidad pública. En Norte América una tercera parte son reservas públicas de crudo, otra tercera parte son reservas públicas de productos, y la tercera parte restante corresponde a reservas de productos mantenidas por la industria.

Europa tiende a distribuir sus reservas entre crudo y productos imponiendo una mayor carga a la industria, pero con una importante participación pública. En Asia y Oceanía, la distribución de las reservas entre entidades públicas y la industria es bastante equilibrada, aunque el grueso de las reservas de petróleo es pública y la de productos es privada.

La elección entre mantener las reservas de petróleo en crudo o productos refinados depende de factores específicos de cada país. Un factor es la carga financiera de almacenamiento, que puede ser significativamente mayor para productos refinados que para petróleo crudo.

Es probable que los países con una industria de refinación grande mantengan más reservas de crudo, lo que proporciona una mayor flexibilidad en tiempos de crisis. En los países con capacidad de refinación limitada o que dependen de las importaciones de productos para satisfacer gran parte de la demanda interna, hay una mayor tendencia a mantener reservas de productos refinados.

En general, uno de los objetivos de la AIE es encontrar soluciones a los retos mundiales de la energía a través de la participación y el diálogo con los países no miembros, la industria, las organizaciones internacionales y otras partes interesadas.

2.1.11 Experiencias Internacionales

Aquí se analizan los postulados de política en algunos países como: Estados Unidos, España, Chile y Perú de los cuales este último no pertenece a OCDE y los dos primeros están incluidos además en AIE.

- Estados Unidos:

Estados Unidos país además de cofundador de la AIE, asumió una política pública sobre seguridad de suministro que involucra inversiones en infraestructura de transporte y almacenamientos estratégicos por excelencia.

Al mismo tiempo, se ha convertido en el principal determinante de los precios de petróleo gracias a su nueva posición como el primer productor de petróleo y gas del mundo, por lo cual conviene estudiar sus criterios que aplican en el tema de la seguridad energética.

Como la producción de este país empezó a declinar y alcanzó una relación entre importaciones/producción de crudo de 1.6, lo que representó un cambio notable en la percepción de la “seguridad energética” de ese país, explicada por las preocupaciones permanentes de la política energética de ese país para aumentar su producción, a fin de reducir su vulnerabilidad ante interrupciones de suministro externas similares a las ocurridas en 1973.

En tal sentido, lideró las investigaciones para la extracción de hidrocarburos no convencionales, obteniendo como resultado aumento de reservas y producción, experimentado un crecimiento muy importante al punto que la relación importaciones/producción de crudo en 2015 se situó en 0.76, dando señales de un cambio drástico en el concepto de “seguridad energética”. Pues, mientras que la dependencia del petróleo importado para los Estados Unidos ha tenido cambios considerables en un horizonte de 40 años, la estructura de la Reserva Estratégica de Petróleo o SPR, no ha tenido mayores modificaciones durante ese periodo.

Este país asumió la organización de su sistema de inventarios estratégicos de petróleo de propiedad estatal localizados en los Estados de Texas y Luisiana de 727 millones de barriles que a la fecha cubren 137 días de importaciones. El incremento de la producción de ese país en los últimos 6 años y la reducción de las importaciones hacen que el nivel de reservas sea superior por mucho a las exigencias de la AIE.

Además, Estados Unidos cuenta con un sistema de transporte que permite movilizar estas reservas a la zona del US Gulf donde se encuentra la mayor concentración de la capacidad de refinación de ese país lo mismo que al sistema de la zona central. La reposición de inventarios puede realizarse mediante importaciones. Aunque hoy en día en día no hay duda de la solidez del sistema de refinación, la cual se complementa a su vez con importaciones de Europa y el Caribe, se consideró necesario establecer dos sistemas estratégicos de almacenamiento de productos en la zona Noreste de ese país la cual ha resultado particularmente vulnerable a problemas de clima y huracanes de gran intensidad.

De todas maneras, el hecho de contar con mercados de petróleo globalizados hace que el efecto de una interrupción tenga un impacto inmediato en los precios. La misma globalización de los mercados hace que las consecuencias de una interrupción del suministro de crudo impacte a todo el petróleo que se produzca y sus respectivos precios, lo que afecta las economías de la refinación y por ende a los usuarios. Por ello, lo importante es contrarrestar las reducciones imprevistas en los suministros de petróleo mediante el uso adecuado de las reservas estratégicas.

Adicionalmente, el concepto de reservas estratégicas se aplica a escala regional, como hoy ocurre con la región Nordeste del país, donde se ha visto la necesidad de mantener inventarios de productos que protejan a los habitantes de dificultades de suministro de productos refinados de petróleo proveniente de las refinerías locales, por consideraciones climáticas.

- España:

En España la producción doméstica es muy pequeña de petróleo y gas, y depende en gran medida de las importaciones. Además dispone de una estructura de refinación grande y relativamente compleja, con diez refinerías, de tal forma que el suministro de petróleo y combustibles de importación puede realizarse sin dificultades. Igualmente, el esquema español cuenta con un sistema flexible y eficiente de puertos, una extensa red de oleoductos y capacidad de almacenamiento conectado a las refinerías y cuenta con un marco institucional sólido el cual junto a su estructura logística le ha permitido afrontar situaciones de emergencia.

En términos de vulnerabilidad a situaciones de desabastecimiento mundial de petróleo, España está muy expuesta por ser importador neto, lo que hace que este país sea muy estricto en la aplicación de las directrices de la Agencia Internacional de Energía.

En España hay un alto nivel de competencia con presencia de 42 compañías logísticas. El acceso de terceros a las instalaciones logísticas y de almacenamiento se garantiza por medio de un procedimiento negociado, que cuenta con condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, objetivas y transparentes. Además, los precios cobrados deben publicarse.

España impone una obligación de almacenamiento a los operadores de petróleo y gas, y como tal tiene reservas de emergencia de petróleo y gas natural. Actualmente la obligación de almacenamiento en España se distribuye entre la industria y CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos que mantiene reservas públicas), cada uno con aproximadamente el 50%. Esto proporciona flexibilidad al sistema español en el momento de liberación de las reservas.

CORES es la entidad de mantenimiento y control de reservas y el referente oficial de información. Actualmente la obligación de mantenimiento de existencias de hidrocarburos en España se reparte entre CORES y la industria, así: CORES, 42 días; operadores y distribuidores: 50 días. En el caso del GLP y el gas natural los operadores y distribuidores mantienen 20 días de existencias. En el caso de una acción colectiva de la AIE, la decisión liberar las existencias, ya sea de la industria o de CORES, es tomada por el gobierno de acuerdo con diversos criterios. El gobierno español también tiene la opción de liberar las existencias públicas. En el caso de una liberación de las existencias de CORES, pondría barriles adicionales de petróleo a disposición de los operadores, en función de su participación en el mercado español.

- Chile:

Chile es un país importador de petróleo y tiene una característica particular que es la alta concentración de la población en las zonas costeras o cerca de las mismas. La mayor parte de la capacidad de refinación se encuentra en la Costa y dispone de sistemas de puertos y terminales para la importación y el movimiento de crudo y productos.

Es el único país miembro de la OCDE en América del Sur, y es candidato a convertirse en miembro de la AIE. Es el quinto mayor consumidor de energía en el continente, pero a diferencia de la mayoría de otras grandes economías de la región, es sólo un pequeño productor de combustibles fósiles, por tanto depende en gran medida de las importaciones de petróleo. La refinación de Chile es una de las más sofisticadas de la región.

La carga de crudo se ha desplazado hacia los crudos intermedios y pesados a medida que la complejidad de refinación nacional ha aumentado, lo que permite a la empresa a tomar ventaja los crudos pesados más abundantes y más baratos disponibles en América del Sur. La capacidad total de almacenamiento de Chile es de 22 millones de barriles, de los cuales 28.6% es de crudo y el resto es almacenamiento de derivados.

Dicha capacidad de almacenamiento no se distribuye de manera uniforme en toda la geografía del país, sino que dos tercios del almacenamiento está ubicado en el centro de Chile, donde se encuentran las dos principales refinerías y donde se concentra la mayor parte de la demanda.

Actualmente no mantiene reservas estratégicas de crudo, pero los refinadores e importadores de petróleo tienen la obligación de mantener reservas que cubren 25 días de sus ventas de los últimos 6 meses, o el promedio de las importaciones en el mismo período, si las importaciones son para su propio consumo. El cumplimiento de este requisito actualmente no se controla. Las empresas que mantienen reservas las administran libremente en función de sus necesidades operativas. En situaciones de restricción de la oferta, las empresas de distribución se ayudan unas a otras en el mantenimiento del suministro al país.

- Perú:

Perú es un país rico en hidrocarburos, especialmente en gas natural, y también tiene reservas de petróleo y carbón. La mayoría de la población vive en las zonas costeras e importa petróleo crudo y productos refinados para satisfacer la demanda interna y para cumplir con compromisos de exportación, que lo hace vulnerable a situaciones de desabastecimiento mundial. Perú cuenta con seis refinerías de petróleo y tres plantas de procesamiento de gas natural. Una característica importante del mercado peruano es la competencia entre refinerías, siendo la mayor de ellas operada por una empresa privada. Este país dispone de terminales de combustibles a lo largo de toda la costa peruana, donde cualquier empresa puede contratar capacidad de almacenamiento e introducir productos nacionales o importados.

El reglamento para comercialización de combustibles líquidos y otros productos señala que únicamente productores y distribuidores mayoristas deben tener capacidad de almacenamiento propia o contratada, por lo cual es obligatorio mantener en cada planta de abastecimiento o en varias plantas en la misma ciudad o área, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince días calendario de su despacho promedio de los últimos seis meses.

También deben mantener una existencia mínima de cinco días del despacho promedio en dicha planta o área en cada planta de abastecimiento o en varias de estas en la misma ciudad. Perú actualmente no mantiene reservas estratégicas de petróleo propiamente dichas. Sin embargo, los inventarios mínimos mencionados anteriormente tienen en la práctica el carácter de reservas estratégicas porque la normatividad establece que el Ministerio de Energía y Minas está facultado para autorizar única y exclusivamente a entidades del Estado Peruano a adquirir parte o toda la reserva que representa la referida existencia, fijando el plazo de duración de dicha adquisición.

2.1.12 Los Biocombustibles

En la última década se presentó un gran crecimiento tanto en la oferta como en la demanda mundial de combustibles alternativos al petróleo, motivado principalmente por el interés de los países grandes consumidores de combustibles en reducir su dependencia de fuentes fósiles, así como la creciente preocupación por el medio ambiente y en especial por el cambio climático global generado, como consecuencia directa de la combustión de hidrocarburos que producen gases de efecto invernadero que deterioran el medio ambiente.

Hacia finales del 2015, en 66 países había mandatos para uso de biocombustibles a nivel estatal/provincial, particularmente en el sector transporte carretero y en algunas políticas incluyen Biodiésel y el etanol; en este caso se cuenta una política por cada categoría. El apoyo se ha desplazado cada vez más hacia la promoción de nuevas políticas en la producción biocombustibles avanzados. Sin embargo, hasta la fecha, la mayoría de las políticas adoptadas a nivel mundial se enfocan especialmente en biocombustibles de primera generación.

En la mayoría de los países se implementaron políticas gubernamentales que hicieron obligatorio el uso de mezclas de etanol con gasolina, entendiéndose que aunque no son la solución a los problemas energéticos, económicos y ambientales, son un medio por el cual se puede llevar a cabo la transición energética de una economía sustentada en los combustibles fósiles a una economía mundial basada en fuentes renovables de energía, entre ellas el hidrógeno.

De otra parte, en los últimos años el sector viene enfrentando diversos retos, en particular, por los bajos precios del petróleo y la incertidumbre política presente en algunos mercados. Aun así, los mandatos legales protegieron la demanda de biocombustibles contra la caída de precios de los combustibles fósiles; no obstante, la incertidumbre sobre los mercados futuros limitó la inversión en nueva capacidad de producción. En lo que se avanzó fue en el desarrollo de biocombustibles de tercera y cuarta generación, tanto por vías térmicas, como biológicas.

Por muchos años Brasil fue líder en producción de etanol; sin embargo, Estados Unidos llegó a una oferta similar a la de Brasil, y se esperaba que liderara en el mercado mundial de esta fuente, debido fundamentalmente a las metas de consumo fijadas en un periodo de 5 años. No obstante las altas tasas de crecimiento en la producción se vieron limitadas por la reducción de inversiones y la búsqueda de alternativas para producción de biocombustibles con materias primas distintas a las actualmente utilizadas.

El biodiésel, otro de los combustibles sintéticos de origen vegetal que hace parte del grupo de fuentes que está sustituyendo los recursos fósiles. Son diversas las materias primas que se pueden utilizar para su producción tales como palma, soja, girasol y colza y las características del biodiésel dependen de la materia prima utilizada a diferencia del etanol, cuyas propiedades son siempre las mismas, independiente de la materia prima de la cual se produzca.

Su producción mundial es un tercio de la producción de etanol y en los últimos años decreció ligeramente debido a la producción restringida en algunos mercados asiáticos. Los mayores productores son: Estados Unidos, Brasil, Alemania, Francia y Argentina, siendo Estados Unidos el primer consumidor de este biocombustible.

Una de las mayores debilidades del uso del biodiesel se debe a que la fabricación a gran escala causa un aumento de la deforestación de bosques y eliminación de terreno agrícola para destinarlo a plantaciones de monocultivos de materia prima para obtener este combustible alternativo. Además de que tiene un margen de vida escaso: se degrada en muy poco tiempo, lo cual obstaculiza su almacenamiento, por lo que ha de consumirse en un tiempo predeterminado tras la fabricación.

Recientemente, la Unión Europea tomó la decisión de limitar el uso de biocombustibles de primera generación, tras analizar su impacto en la deforestación y los cambios que producen en el uso del suelo que aceleran el cambio climático. La Comisión Europea señaló que para 2020, los biocombustibles de primera generación solo podrán representar el 7% del consumo en el transporte de Europa y de 3.8% en 2030, según la propuesta de plan energético que señala exigencias para reducir al mínimo los impactos indirectos del cambio de uso de la tierra, que contribuye al cambio climático al transformarse masas forestales que retienen el CO₂ en cultivos.

Por tanto, se busca integrar los procesos y solucionar problemas ambientales y energéticos, con alternativas que no compitan con los alimentos. A cambio se investiga como subproductos orgánicos de procesos como cáscaras, aceites, desechos, microalgas y otras materias primas que tampoco demanden la utilización de áreas con potencial agrícola, en detrimento de la superficie implantada con cultivos alimenticios, puedan ser empleados para la producción de biocarburantes.

Así, se busca crear condiciones que favorezcan la investigación y desarrollo de nuevos procesos basadas en energías renovables para el sector transporte que permitan la transición, pero con el concepto de bioenergía con almacenamiento de carbono bien a nivel de materia prima o a nivel de procesos.

2.2 Contexto Nacional

El presente apartado tiene como fin presentar un análisis de los indicadores económicos nacionales de los últimos años, el desarrollo de los mismos y su influencia en el sector petrolero, así como ilustrar el panorama nacional del sector de hidrocarburos ante la nueva realidad de precios internacionales de petróleo y ofrece un análisis del sistema de abastecimiento de crudo y combustibles líquidos en el país.

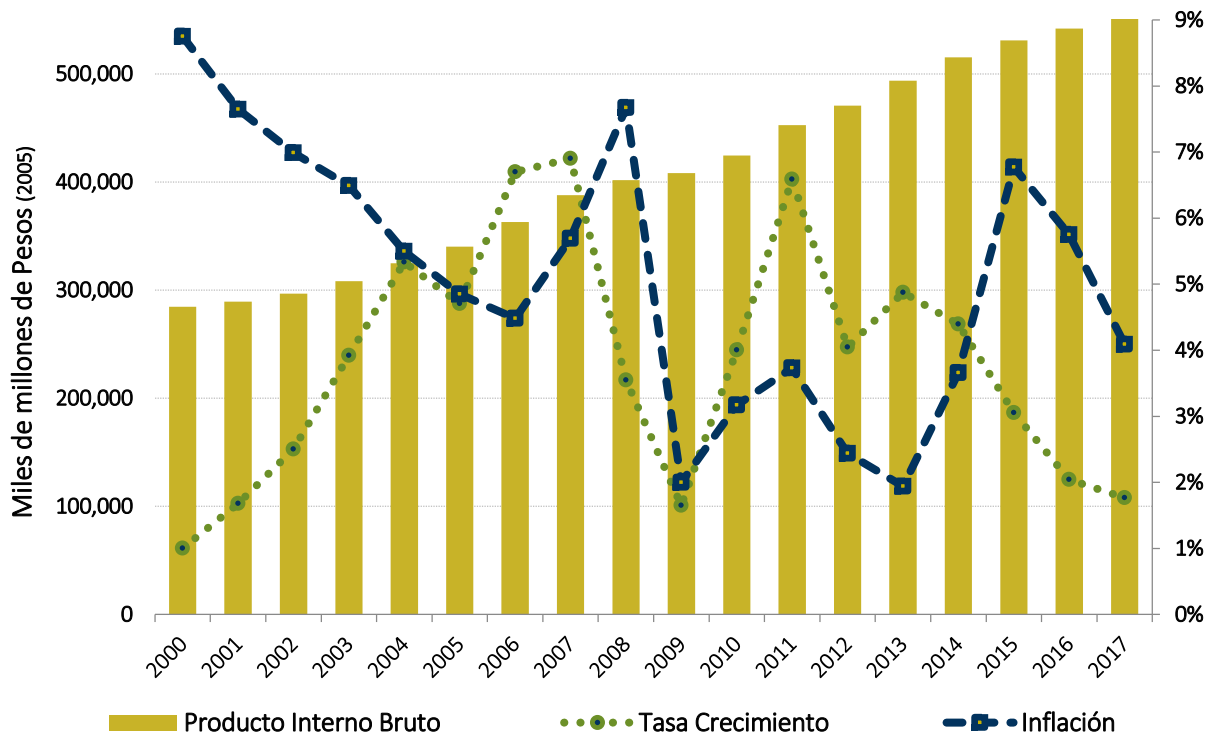
2.2.1 Indicadores Económicos

A continuación se presenta la evolución de los indicadores macroeconómicos los cuales se muestran complejos en los últimos años por crecimientos moderados con cierta desaceleración, con factores climáticos que han afectado el desempeño económico del país, con comportamiento de precios lejos de las metas establecidas por el Banco Central.

- Producto Interno Bruto:

La evolución económica del país en los últimos años muestra los impactos del choque negativo generado por la caída de los precios del petróleo, perdiendo su principal fuente de ingresos y generación de divisas, ocasionando una desaceleración importante del crecimiento económico, el cual viene descendiendo desde 2014, pues la dimensión es de tal magnitud que en 2013 la renta petrolera era del 20% de los ingresos del gobierno y en 2017 escasamente llega al 0.3%. Todo ello generó un periodo complejo, pues los efectos colaterales en la tasa de cambio, inflación y las cuentas externas (déficit en cuenta corriente) impactaron el crecimiento de la economía. Ver Gráfica 2-15.

Gráfica 2-15 Evolución de Indicadores económicos



Fuente: DANE [8]

El comportamiento del conjunto de indicadores económicos en 2017 mostró una desaceleración adicional a la prevista por expertos, debido a una menor demanda interna, caída en la confianza de

los hogares, mayor incertidumbre en la industria manufacturera, Sin embargo al finalizar el 2017, las perspectivas del país empezaron a cambiar dando un giro favorable gracias a que el país empezó a atenuar el choque por la adaptación a las nuevas condiciones de entorno nacional e internacional sumado a la implementación de la reforma tributaria realizada en diciembre 2016, la que favoreció la estabilización del entorno económico.

El fortalecimiento fiscal contribuyó a reducir el déficit de la cuenta corriente, que además se vio respaldado por una ligera recuperación de las exportaciones de petróleo y de otros productos no petroleros. A medida que las alteraciones se fueron disipando, la inflación disminuyó con rapidez hacia el objetivo propuesto por el banco central y a pesar de la moderación en el crecimiento, los indicadores sociales mejoraron con la reducción tanto de pobreza como de desigualdad de ingresos.

El déficit de cuenta corriente se redujo al 3.4% del PIB y continuó siendo financiado en gran medida por la Inversión Extranjera Directa –IED. Los esfuerzos continuos por para impulsar las reformas estructurales empezaron a fomentar la diversificación económica y crecimiento de la productividad, a más de que la mitigación barreras comerciales y cierta recuperación del crecimiento mundial ayudaron a mantener el crecimiento de las exportaciones.

Es importante destacar el comportamiento de la industria que, luego de muchos períodos de crecimiento negativo, presenta una recuperación que evidencia el esfuerzo del sector. Tal es el caso de REFCAR, que está impulsando un mejor desempeño del sector industrial el cual viene creciendo por encima del resto de la economía. Caso contrario ocurre con el sector de la construcción, que había crecido por encima del resto de la economía hasta el primer trimestre de 2016, se redujo en de manera sostenida hasta finalizar el 2017.

Además, la inflación desde finales de 2013 muestra un comportamiento crítico, ubicándose por encima del nivel objetivo establecido el Banco de la República en 2015 y 2017. Estos mayores niveles causados en buena medida por la depreciación de divisas, restringen avances de productividad, genera pérdida de competitividad país, escalas salariales superiores, incremento de precios de alimentos que inciden directamente en el crecimiento económico.

Hacia finales de 2017, se presenta una reducción de los niveles de inflación con respecto al año inmediatamente anterior, luego de superar transiciones, tensiones internas producto del proceso de paz y de la reforma tributaria estructural que afectaron el índice de precios, altas tasas de interés, bajos precios de commodities en general, alto precio del dólar, inestabilidad de mercados internacionales, lo cual sugiere un reacomodamiento de nuestra economía y un buen manejo de la caída de los precios del crudo. Con el leve mejoramiento se espera que Colombia se encuentra en un punto de inflexión, recuperándose del choque de precios de petróleo de 2015-16 que puso fin al alto crecimiento, impulsó la inflación y amplió el déficit de cuenta corriente. Se espera que las medidas tomadas por el gobierno hayan sentado las bases para la recuperación económica.

- Sector Externo:

Las exportaciones colombianas se han basado en productos primarios como café, petróleo, carbón y ferróniquel, entre otros productos, lo que ha definido unos destinos en el mundo, al mismo tiempo han sido calificadas como tradicionales por conformar el grupo de productos que representan el mayor valor exportado históricamente.

Por su parte, las exportaciones no tradicionales corresponden entonces a los productos que se vienen exportando y que pueden representar grandes volúmenes, aunque los montos de exportación no son significativamente grandes, pero que han permitido diversificar sus socios comerciales.

En lo correspondiente al desempeño del sector del sector externo, el país experimentó registros históricos en 2012, posición que se ha venido revirtiendo de forma sostenida y desde diciembre de 2014 se contabilizan variaciones negativas hasta el segundo semestre de 2016. El comportamiento del indicador durante 2017 mejoró visiblemente presentando un repunte en el comercio de las exportaciones tradicionales, en tanto las No tradicionales mostraron un crecimiento moderado.

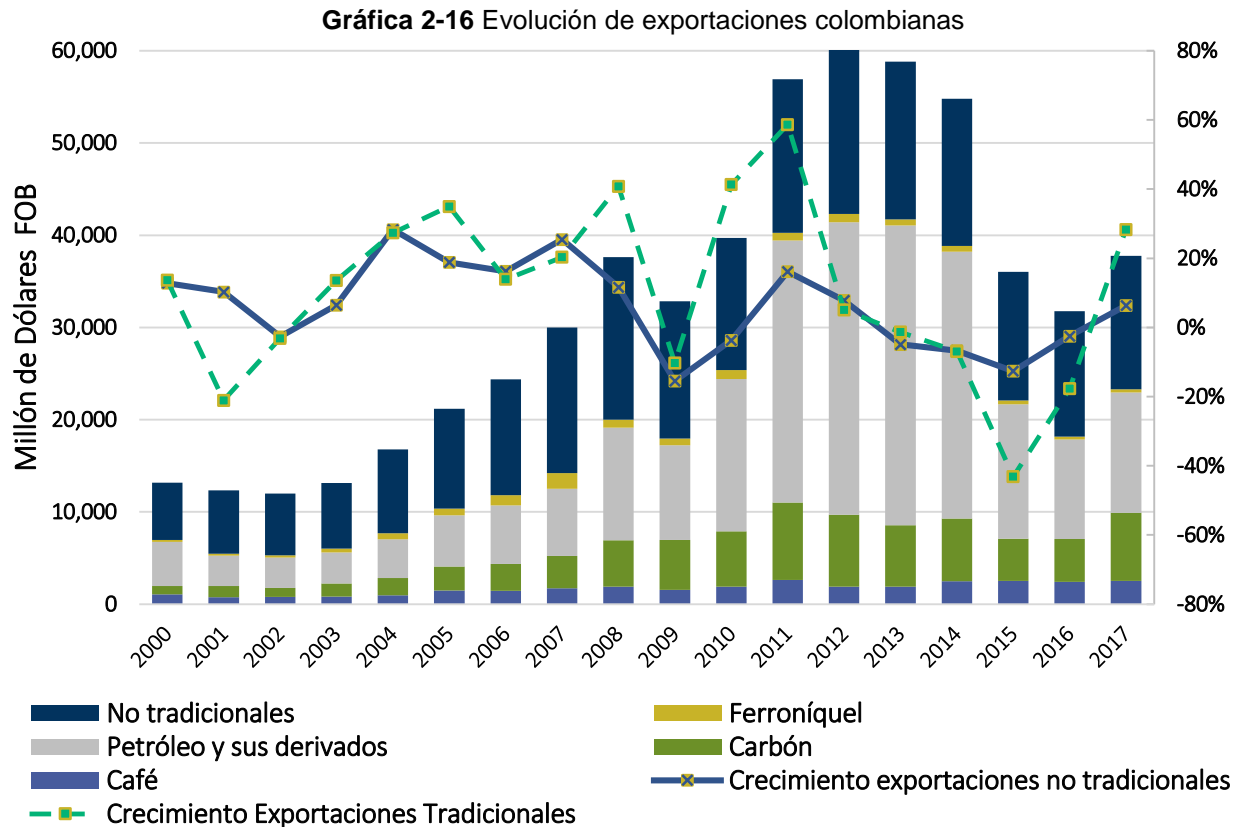
En lo relacionado con las exportaciones de café, carbón, petróleo y sus derivados y ferróniquel, también se presenta mayor dinamismo con un incremento conjunto de 28.3% frente a 2016, donde se destaca el carbón con un aumento 59.3% y de petróleo y derivados que lo hizo en un 21%, respecto del mismo periodo, mientras que el café y ferróniquel presentaron tasas mucha más discretas. Ver Gráfica 2-16.

Las exportaciones no tradicionales luego de constantes incrementos, inicio un periodo de contracciones que se mantuvieron entre 2013 y 2016. Posteriormente, la situación revirtió y en el acumulado del año 2017 aumento un 6.3% frente a 2016 mostrando el progreso que se tiene en materia de diversificación de la economía. Este grupo de bienes mantienen una participación en del 43% en el total de exportaciones, mientras que el grupo de las tradicionales contribuyeron con el 57%, aporte que se ha mantenido en la canasta exportadora colombiana desde hace más de una década.

En el grupo de las No tradicionales, los bienes que más crecieron fueron los agroindustriales, con un aumento de 15% en comparación con el 2016 y las ventas de este reglón pasaron de 1,667 millones de dólares a 1,917 millones de dólares. Igualmente los productos industriales crecieron 3.1% destacándose los productos de madera, metales, calzado y productos químicos entre otros.

Si bien las exportaciones totales en 2017 mejoraron y comercializa gran cantidad de diferentes productos, aún se depende de las ventas de petróleo y sus derivados, las cuales representaron aproximadamente el 40% de las exportaciones totales, a pesar de las estrategias que se vienen

implementando para diversificar la base exportadora con el fin de alejarse de la dependencia de las materias primas.



El comportamiento de las importaciones ha tenido la misma tendencia que las exportaciones, crecieron hasta 2014, y luego se inició un descenso sostenido que se atenuó en el tercer trimestre de 2016, cuando ya pasaron efectos como el del Fenómeno del Niño y se inició la operación de la refinería de Cartagena. Las importaciones en el 2017, se incrementaron de manera moderada totalizando 43,977 millones de dólares CIF, es decir un 2.6% más que en 2016.

Según las estadísticas del DANE, el comportamiento de las importaciones durante el año 2017 se explican principalmente por el aumento de importaciones de gasolina y otros aceites ligeros, teléfonos celulares, glucósidos, tubos caños y perfiles huecos, otras partes y piezas accesorios de vehículos y carne de ganado porcino.

Las importaciones de manufacturas fue el de mayor dinamismo, al crecer 3.6% con respecto a 2016, impulsadas principalmente por el aumento en la importación de teléfonos celulares, y, otras piezas y accesorios de vehículos y aviones. Por otra parte, el grupo de agropecuarios alimentos y bebidas

registraron una caída en las importaciones del 0.3%, al pasar de 6,256 millones de dólares CIF a 6,249 millones, que se explica por una menor importación en arroz, leche y cremas concentradas, otros azúcares de caña y remolacha y otros tipos de trigo.

Adicionalmente, el grupo de combustibles registró una caída 1.2%, respecto a 2016, justificada por la mayor producción de la refinería de Cartagena y una caída en la demanda de gasóleos, energía eléctrica, y gas natural licuado.

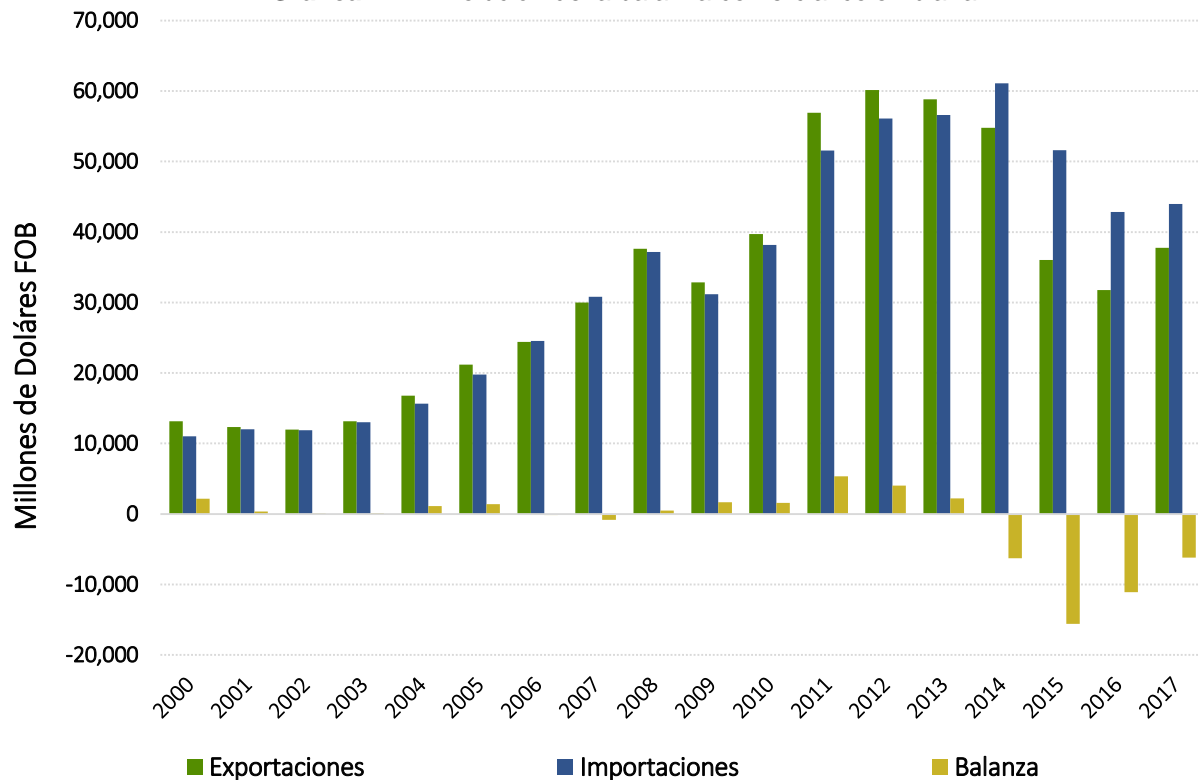
El grupo de bienes que registró las mayores importaciones fue el de calderas, máquinas y partes, que dentro de las importaciones totales representa el 11.9%, experimentando un crecimiento del 4.24%, al pasar de 5,262 millones dólares CIF en 2016 a 5,485 millones de dólares, destacándose la compra de computadores, partes de máquinas impresoras, copiadoras y de fax, incluso combinadas entre sí y de lavadoras.

Por su parte, los aparatos y materiales eléctricos, registraron un crecimiento del 8.9%, al pasar de 4,571 millones de dólares en 2016 a 4,978 millones CIF, consolidando una participación del 10.8% del total de las importaciones. Este crecimiento fue jalonado por la compra de televisores y aparatos y material eléctrico, de grabación o imagen. Dentro de este grupo, también sobresale la caída del 3.74% en las compras de vehículos, partes y accesorios, al pasar de 3,835 millones de dólares en 2016 a 3,723 millones de dólares y la y la caída de combustibles, aceites minerales y sus productos del 2.92%, al pasar de 3,773 millones de dólares CIF a 3,632 millones de dólares CIF.

En 2017, Estados Unidos continuó siendo el principal país de destino de las compras colombianas, registrando un crecimiento del 1.4% al pasar de 11,878 millones de dólares CIF en 2016 a 12.014 millones, explicado principalmente por el aumento de gasolina para motores y otros aceites ligeros, tortas de semillas oleaginosas y otros residuos sólidos. En la segunda posición se encuentra China con un total importado de 8,754.5 millones de dólares en 2017, que se traduce en un incremento del 1.4% frente a 2016, explicado principalmente por la compra de teléfonos celulares y productos laminados planos de hierro o de acero. También se incrementaron las importaciones de Brasil, Alemania, Japón, India, Francia y México, y paradójicamente pese al mayor valor que se pagó por los productos que se trajeron del exterior, las cantidades disminuyeron lo que significa mayores costos de los bienes importados.

La balanza comercial del país muestra déficit desde 2014, que se incrementó en 2015 y se atenuó en 2016. El desbalance en 2014 fue 6,292 millones de dólares FOB, mientras en 2015 el acumulado aumento a 15,907 millones de dólares, indicando que el desbalance anual creció en 158% y en 2016 el déficit llegó a 2,169 millones de dólares FOB, representando un mejoramiento de 81%. Si bien en 2017 se mantuvo en números rojos con un déficit de 6.210 millones de dólares FOB este se redujo en 4,882 millones de dólares frente a 2016. La Gráfica 2-17 presenta la evolución de la balanza comercial del presente milenio.

Gráfica 2-17 Evolución de la balanza comercial colombiana



Fuente: DANE [10]

La leve recuperación de las exportaciones de crudo colombiano debido al aumento del precio del commodity, llevaron a un reajuste de las exportaciones del país, además La sustitución de importaciones por productos nacionales se ha dado en un contexto de ahorro en los hogares colombianos, además porque ahora es mucho más caro importar.

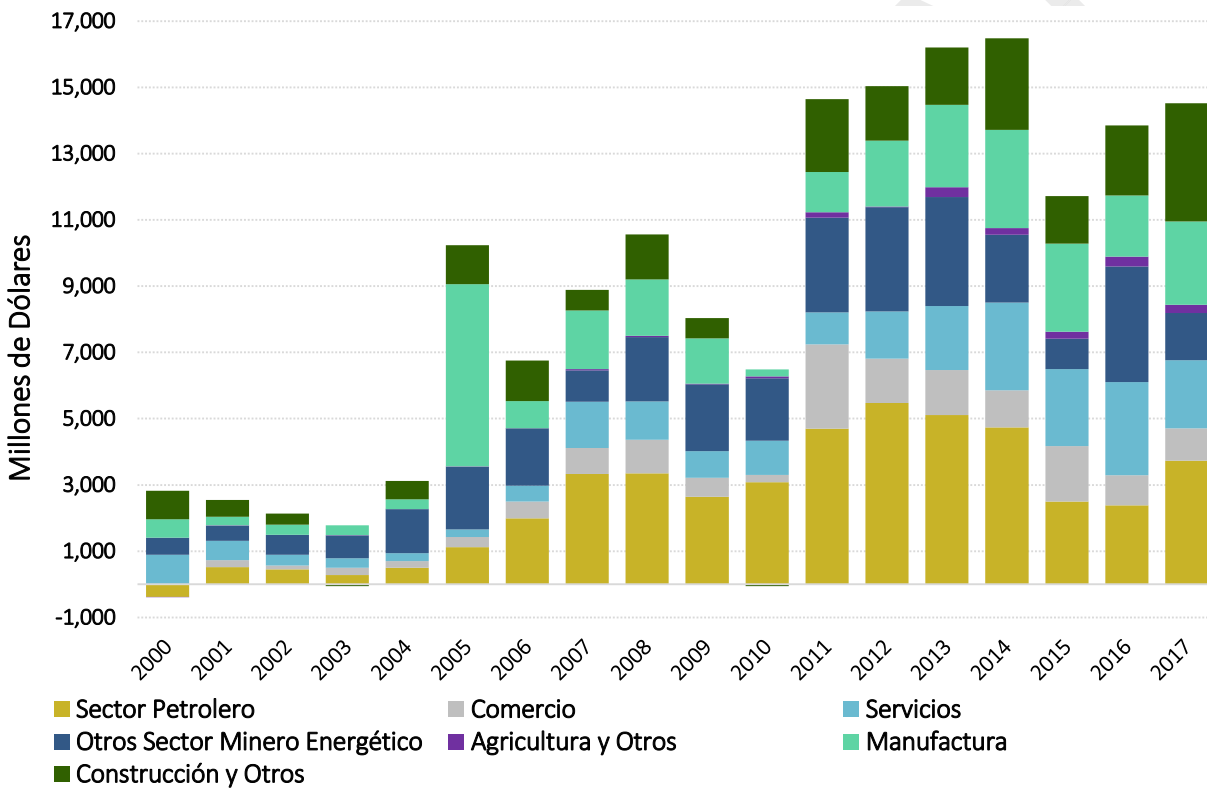
En los últimos años nuestro país se convirtió en destino atractivo para la inversión dada su situación económica, su favorable evolución política y estabilidad regulatoria, régimen laboral flexible, equilibrio macroeconómico, creciente integración internacional con acuerdos de libre comercio y preferenciales con los mayores bloques económicos y, además, una favorable legislación para la inversión extranjera, permitieron un flujo de capitales que se vio reflejado el en comportamiento económico a los largo de los últimos años.

Durante 2017, la inversión extranjera directa sumó un total de 14,518 millones de dólares, creciendo 4.8% respecto de 2016 es decir se incrementó en 669 millones de dólares, siendo el sector transporte, almacenamiento y comunicaciones el de mayor aporte, seguido por el sector petrolero y por los servicios financieros y empresariales. Durante 2014 se registró el máximo histórico históricos que representaron un aumento del 260% respecto al mismo 2010. Lo sectores agropecuario con

inversión extranjera directa por 241 millones de dólares, servicios comunales con 398 millones y electricidad, gas y agua con 472 millones, fueron los de más bajo comportamiento.

De otra parte, el país recibió inversión extranjera directa de cerca de 46 países la mayoría en América, Europa y Asia, donde se destaca España, con 2,615 millones de dólares, luego de un crecimiento anual de 78%, superó a Estados Unidos y Canadá, que habían ocupado los primeros puestos del 2016. Ver Gráfica 2-18.

Gráfica 2-18 Inversión extranjera directa en Colombia



Fuente: DANE [11]

2.2.2 Comportamiento de la Industria del Petróleo en Colombia

Así como el sector mundial de hidrocarburos atravesó por uno de los ciclos con precios significativamente bajos, que restringieron la actividad exploratoria y generaron un efecto devastador en muchos países que dependen de esta industria, también Colombia se vió altamente afectada, generando incertidumbre sobre los aportes al equilibrio macroeconómico del país y la viabilidad de la autosuficiencia después de 2023.

Pese a que la participación del sector petrolero en el Producto Interno Bruto (PIB) es poco representativa (entre 5% y 6%), los ingresos fiscales generados y los de exportaciones, se convirtieron en una fuente de incorporación de recursos públicos muy importantes que ha contribuido al equilibrio macroeconómico del país. Pero, la reducción acelerada del precio del petróleo entre septiembre de 2014 y febrero de 2016 (que acumuló una disminución cercana al 70%), afectó notablemente la situación fiscal de la economía colombiana y el desempeño de las exportaciones.

Sin embargo, el repunte de los precios del crudo en 2017 mejoró las condiciones para la exploración de hidrocarburos y se está dando vía libre a proyectos y la reactivación de planes de recuperación mejorada suspendidos por la baja rentabilidad de algunos de estos.

Para un mejor entendimiento del análisis que se efectúa en adelante y acorde con la cadena de valor de la industria del petróleo, normalmente se consideran dos grandes segmentos que incluyen todas las actividades desde la búsqueda de hidrocarburos hasta el suministro de los derivados a los usuarios finales: “*upstream*”, y “*downstream*”. Al “*upstream*” pertenecen todas las actividades de exploración y explotación, en tanto que el “*downstream*” hace referencia a las operaciones de refinación transporte y distribución.

- Exploración:

La reducción de los presupuestos destinados a las actividades de exploración y explotación en las empresas (que debieron asignar sus recursos de forma eficiente), originó en nuestro país una caída notable de todas las actividades asociadas con la etapa de exploración y con el desarrollo de proyectos ya descubiertos, pues la viabilidad económica para estos, por altos precios de equilibrio, impidieron la incorporación de reservas de petróleo, mejoramiento del factor de recobro y el sostenimiento de los actuales niveles de producción, entre otros efectos.

Para contrarrestar las repercusiones de los precios bajos de crudo y promover las actividades de exploración, el gobierno colombiano tomó medidas de apoyo tendientes a garantizar la inversión nacional y extranjera a través de la introducción de incentivos para facilitar la asignación de áreas y desarrollar operaciones E&P, considerando los descubrimientos Costa Afuera, que demuestran el potencial de recursos.

Sin embargo, la ausencia de grandes descubrimientos siguen afectando la prospectividad del país, la infraestructura de transporte para evacuación de crudo compleja y costosa afecta la competitividad de los crudos nacionales, así como los crecientes conflictos sociales en las zonas de operación, las consultas previas y la reciente cancelación de una licencia ambiental para exploración, incrementaron la incertidumbre de los operadores y en general de los inversionistas.

Luego de los buenos resultados en materia de precios, se inició la reactivación de las distintas actividades tendientes a la búsqueda de hidrocarburos y la aplicación de tecnologías de punta para optimizar el comportamiento de yacimientos que permitieron la incorporación de reservas durante el año 2017, significando un ciclo de recuperación. Ello también estimuló la inversión exploratoria frente a 2016, visto que las empresas operadoras se orientaron en el cumplimiento de obligaciones contractuales y a la identificación de oportunidades para optimizar sus portafolios.

Con el aumento de los precios del crudo la inversión exploratoria se incrementó cerca de un 65%, tanto en onshore como offshore con respecto a 2016, destacándose el comportamiento del segundo semestre de 2017 que mostró resultados positivos, luego de superar los 50 USD por barril. Según un análisis realizado por expertos -pese a los resultados- las inversiones acumuladas en esta actividad en Colombia siguen siendo muy bajas frente a lo sucedido en el mundo, que puede fundamentarse en elementos relacionados con consultas populares, bloqueos, demoras en el licenciamiento y la estabilidad regulatoria.

- Sísmica:

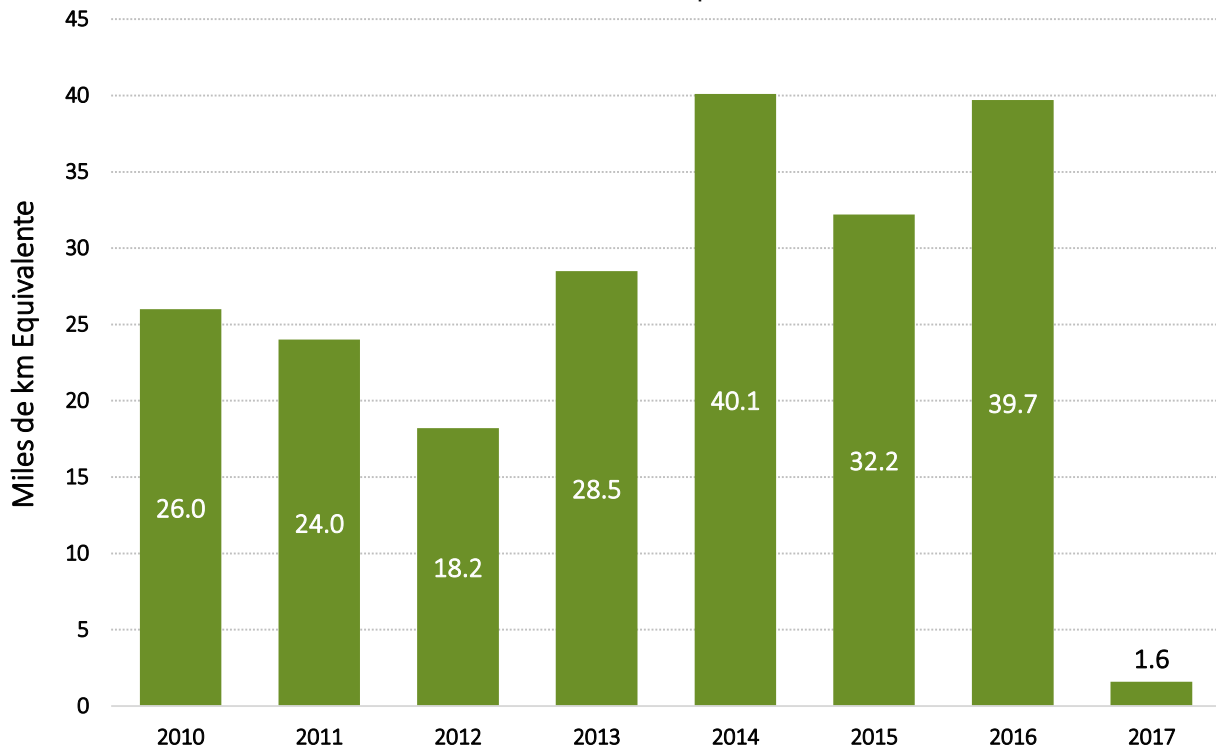
Mientras que antes de 2014 se había observado un aumento de la actividad exploratoria, desde entonces se ha visto una disminución importante de la adquisición sísmica: En los últimos años la adquisición de sísmica ha mostrado una variabilidad importante sin superar los niveles logrados en 2014, cuando se registraron valores históricos en esta operación, ver Gráfica 2-19.

El levantamiento de sísmica realizado en 2016 fue en su gran mayoría en el offshore del caribe colombiano, gracias al establecimiento de Zonas Francas (estimularon la inversión y mejoraron competitividad del sector por beneficios tributarios de renta, IVA y aranceles), que permitió movilizar importantes recursos para exploración. La actividad costa afuera es, sino la más importante, una de las apuestas fundamentales de Colombia para lograr el aumento de las reservas de hidrocarburos y garantizar su autosuficiencia energética.

A Diciembre de 2017, se adquirieron 1.589 km de sísmica 2D equivalente, de una meta de 2,900 km significando un avance del 55% del programa planteado para el año, lo que representa una caída sustancial con respecto a años anteriores para este tipo de actividad, mostrando un rezago significativo si se compara con los primeros años de esta década. Las operaciones fueron realizadas en las cuencas de Cesar-Ranchería, Cordillera, Patía, Valle Superior del Magdalena y Valle Medio. En este periodo no se efectuaron trabajo de Off shore.

Es indudable que se está incrementando el conocimiento de la prospectividad geológica de áreas con bajo nivel de conocimiento y por ende reducir el riesgo exploratorio y mejorar la valoración de sus recursos, con ello el país se perfila para la atracción de inversionistas fundamentales para garantizar el éxito de las actividades de exploración.

Gráfica 2-19 Evolución de la adquisición de sísmica



Fuente: ANH [12]

Sin embargo, existe gran debate sobre el impacto que puede generar la exploración petrolera en los diferentes ecosistemas de fauna, flora y sobre en cuencas hidrográficas, pero también, es necesario considerar que existe regulación ambiental en el ámbito internacional que permite desarrollar la actividad de exploración petrolera sin ocasionar daños graves a dichos ecosistemas, con lo cual se presenta la oportunidad para el país de seguir la senda del desarrollo sostenible.

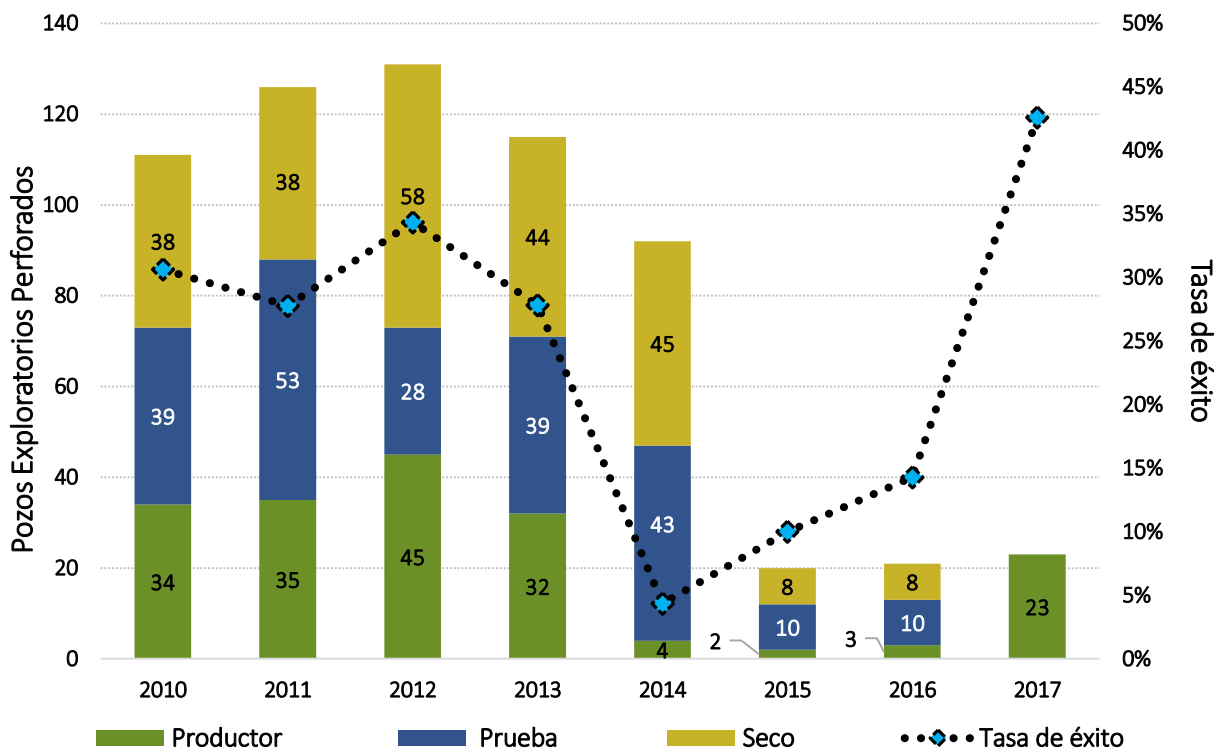
- **Perforación:**

La caída de los precios del crudo generó casi una parálisis en las inversiones de alto riesgo en el país, y por lo tanto en los proyectos exploratorios, los cuales se disminuyeron notablemente en los años 2015 y 2016, impacto que se materializó en menores posibilidades de incorporación de reservas de crudo, como se verá más adelante.

En cuanto a perforación de pozos exploratorios en cumplimiento de compromisos contractuales, se presentó una reducción sostenida de la actividad desde 2012, cuando se perforaron 131 pozos, luego los proyectos de perforación exploratoria llegaron a 115 en 2013, en tanto que en 2014 la cifra alcanzó 92, en 2015 tan solo se perforaron 20 pozos, en 2016 fueron 21 pozos y en 2017 se presentó un repunte importante al superar la meta establecida de 50 pozos. Ver Gráfica 2-20.

Concretamente en el año 2016 se observa un leve incremento del 5% frente a 2015, toda vez que se perforaron 21 pozos, de una meta de 29 pozos exploratorios, ocho de los cuales fueron perforados en la cuenca de los Llanos Orientales, tres en el Valle Medio del Magdalena, cinco en el Valle Inferior, cuatro en Putumayo y uno en el Caribe. En el año 2017 se perforaron 54 pozos exploratorios con un cumplimiento del 108% frente a la meta definida, de los cuales se presentaron 23 avisos de descubrimientos los que se concentraron en las siguientes cuencas: Llanos 10 pozos productores, Valle Inferior del Magdalena 4, en la cuenca del Sinú off shore 2, Caguán –Putumayo 3 y en el Valle Medio 4 pozos productores.

Gráfica 2-20 Perforación de pozos exploratorios



Fuente: ANH [12]

Es de anotar que cinco de los pozos exploratorios perforados se realizaron el offshore del caribe colombiano, registrándose el mayor nivel de actividad en este tipo de operaciones, pese a los altos costos que exige la actividad costa afuera.

Con los avances tecnológicos y reducción de costos que a la postre generan grandes oportunidades y ventajas para la exploración, por la disminución del riesgo exploratorio, afortunadamente ha sido posible que se presenten mejoras en el grado de éxito exploratorio (entendido como el número de pozos productores como porcentaje del total de pozos perforados en ese año), pues su

comportamiento si bien ha sido volátil, también muestra resultados alentadores, que mejoran el escenario exploratorio.

La intranquilidad relacionada con el éxito exploratorio ha disminuido en los últimos años, dado que viene en ascenso aún con menor nivel de pozos perforados, pero lo que si es cierto es la insuficiencia para reponer las reservas consumidas y quizá lo más inquietante son las causas de esta realidad, las cuales pueden mirarse desde distintas aristas como: bajo conocimiento de las cuencas, inadecuada aplicación de la tecnología, insuficientes estudios asociados con el riesgo o definitivamente la prospectividad no es lo suficientemente atractiva para retener o ampliar el espectro de inversionistas.

Sin embargo, las empresas en aras de cumplir con sus compromisos contractuales y con la modificación contractual que se viene efectuando en la fase exploratoria de contratos ya suscritos, para hacer frente a las turbulencias presentes en el sector, vienen ejecutando tales obligaciones, acorde con la disponibilidad de recursos que hay en el nuevo entorno hasta que se reequilibren los mercados.

Luego de la adaptación de las empresas a las nuevas circunstancias que vive la industria del petróleo, se espera que a futuro esta actividad se incremente de forma importante y particularmente en el segmento onshore, bajo la consideración de los avances tecnológicos, por la reducción de costos, mayores eficiencias, mejores perspectivas de precios y mayor conocimiento geológico de algunas zonas actividad indispensable para arribar a la perforación de prospectos.

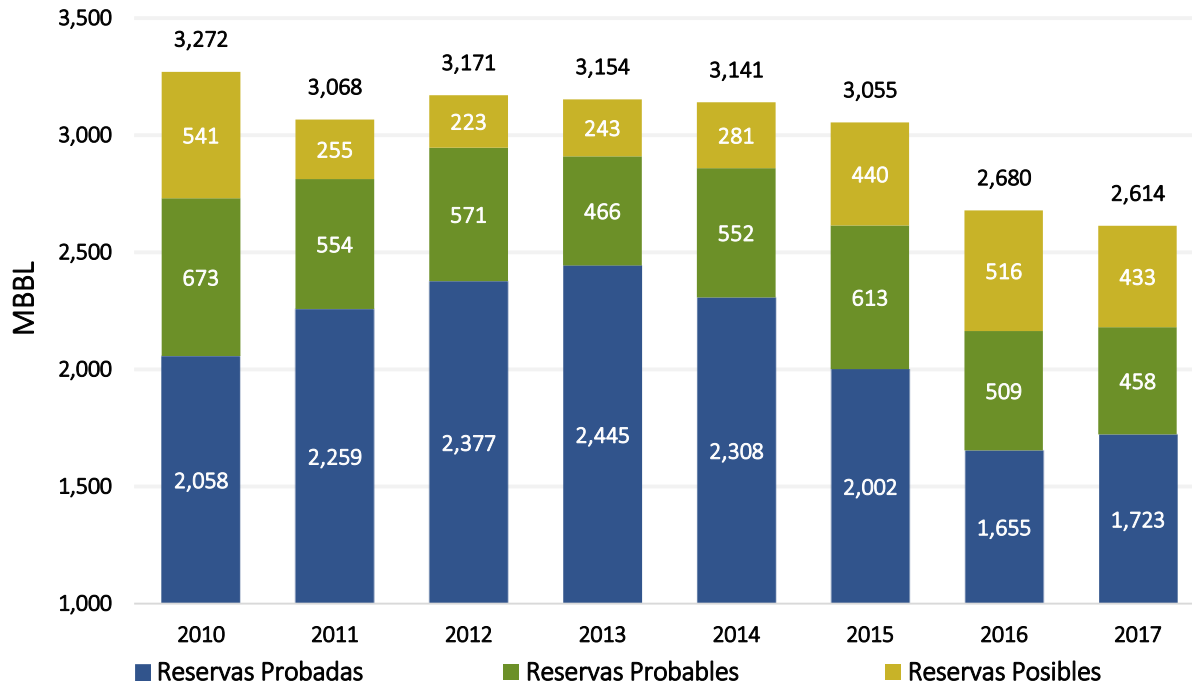
2.2.3 Reservas

Al finalizar el año 2017, Colombia disponía de 1,723 millones de barriles de reservas probadas, mostrando un incremento del 4.1% respecto del volumen mostrado en 2016, sin considerar los 311 millones de barriles de crudo producido durante el 2017, con lo cual el país fuera de reemplazar los volúmenes de crudo extraído, aumentó en 68 millones de barriles las reservas probadas, mostrando que el índice de reposición de reservas fue el más alto de los últimos cinco años, recuperando el dinamismo, luego del aumento en la actividad exploratoria, señal significativa de cara a la garantía de abastecimiento nacional.

Las reservas probadas de petróleo 1P (aquellas con potencial de explotación comercial de 90%), indican que luego de una declinación sostenida, han comenzado a crecer aún en uno de los peores escenarios exploratorios del país, a más de revertir la tendencia de los últimos años, es un reflejo del esfuerzo de las empresas y de la eficiencia en las medidas tomadas por el gobierno nacional. Las reservas 3P (es decir el conjunto de probadas, probables y posibles) al cierre del mismo 2017 sumaban 2,614 millones de barriles con una participación de las reservas probadas de 65.9%, probables de 17.5% y posibles de 16.6%, mientras que en 2016 las reservas 3P sumaron 2,680 millones de barriles de las cuales el 61.8% correspondían a reservas probadas, 19% de probables

y 19.2% de posibles, mostrando una contracción del 2.4% en el total de las reservas 3P, por disminución de las categorías de probables y de posibles, ver Gráfica 2-21

Gráfica 2-21 Evolución de reservas probadas de petróleo en Colombia



Fuente: ANH [13]

Se aclara, que debido a la tasa de producción diaria se requiere mayor esfuerzo exploratorio para mantener los mismos niveles de reservas, reponiendo lo producido. Si bien, el retraso de inversiones exploratorias y la cancelación de proyectos han afectado la incorporación de reservas, los resultados muestran una adición promedio de 230 millones de barriles en los últimos tres años, por debajo de los niveles logrados en los últimos 5 años cuyo promedio fue 322 millones de barriles y de 329 millones de barriles promedio de los últimos 10 años, revelando que la adición se ha efectuado por revaluación o adición de reservas por mecanismos de recuperación mejorada.

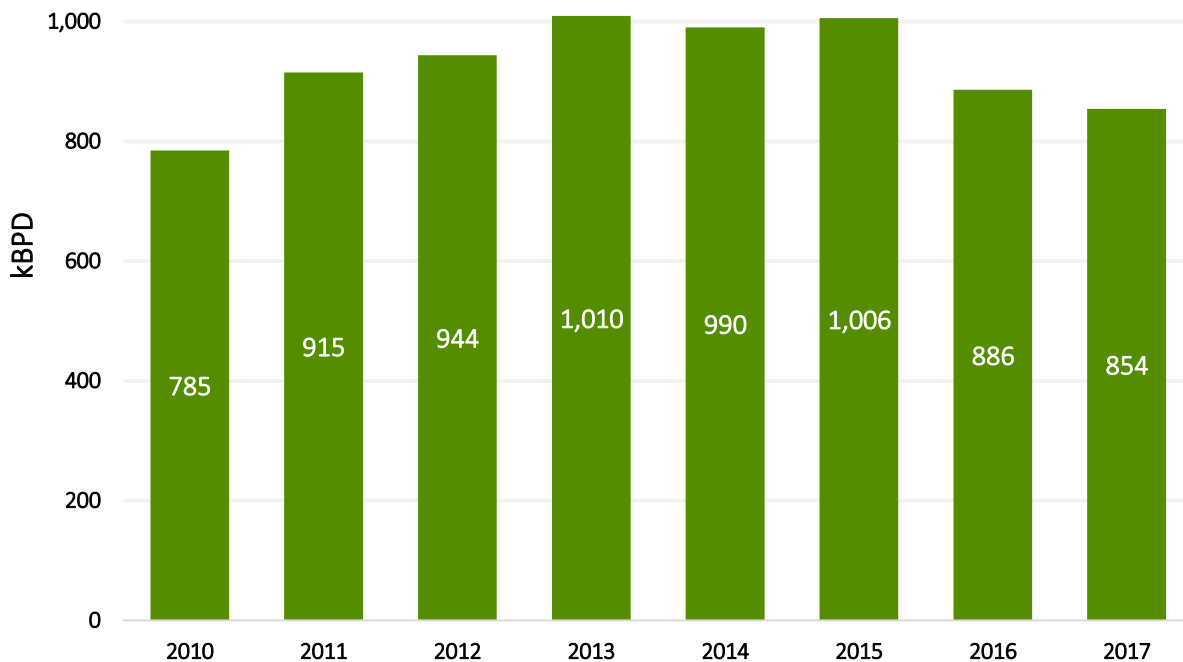
En tanto que la adición de reservas por éxito exploratorio o nuevos descubrimientos son bajos, cayendo a niveles que provocará déficit de suministro en menos de 6 años. Si bien en los últimos años la mayor parte del aumento de las reservas de petróleo ha proveniendo de campos existentes y no de nuevos descubrimientos, manifiesta que la viabilidad económica de explotación de las mismas está asegurada, toda vez que es el reflejo del comportamiento de los precios del crudo, lo cual significa que las reservas han sido reclasificadas.

En la actualidad las estrategias de muchas empresas reposan en la inversión de tecnologías de recobro primario, secundario y terciario y de buenas prácticas de operación, por cuanto existe una madurez en muchos campos de producción con promedios altos de explotación. Sin embargo, el factor de recobro de dichos campos, aún es bajo generando grandes oportunidades para desarrollar algunas técnicas que pueden agregar volúmenes importantes de reservas, cambiando así la manera de adicionar reservas con menos riesgo, al tratarse de áreas geológicamente ya conocidas.

2.2.4 Producción

La evolución de producción de petróleo muestra una tendencia creciente hasta el 2013, año en el cual se presentaron cifras récord de producción con cerca de 1,010 miles de barriles de petróleo por día manteniéndose hasta parte del 2015. Sin embargo, en 2016 y 2017, la producción disminuyó con respecto de 2015 a valores que están correlacionados con la menor actividad exploratoria y de desarrollo, debido la de rentabilidad en la producción de algunos campos. Ver Gráfica 2-22.

Gráfica 2-22 Evolución de la producción de petróleo en Colombia



Fuente: ANH [14]

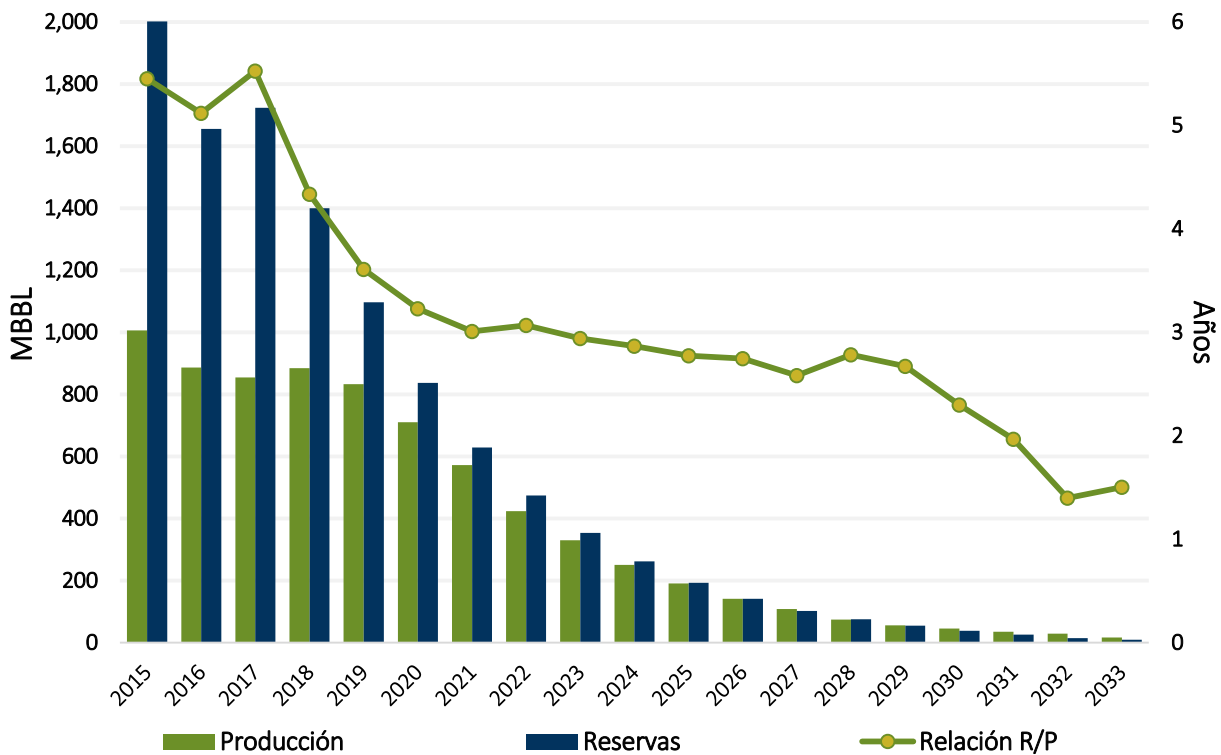
Como se puede observar el 2017 se alcanzó una producción de crudo de 854 mil barriles por día valor superior al nivel de estimación del marco fiscal de mediano plazo, pero con una reducción del 3.6% frente a 2016. La producción proviene de 500 campos en explotación de los cuales solo 21

aportan el 50% del volumen total, siendo el campo Rubiales operado por ECOPETROL S.A, el de mayor contribución con un 14% de la producción nacional

2.2.5 Relación Reservas Producción

Este indicador determina el periodo total en que se agotan las reservas (probadas) de petróleo, a ciertas tasas de producción, las cuales dependen de consideraciones técnicas y económicas de cada uno de los campos que aportan el crudo. La Gráfica 2-23 muestra la evolución de las reservas probadas de crudo y el comportamiento de la producción asociada con tales reservas.

Gráfica 2-23 Comportamiento esperado del indicador R/P



Fuente: ANH [14]

Los resultados señalan continua disminución del indicador, que es comprensible, puesto que se supone la ausencia total de incorporación de reservas de crudo, en tanto que la explotación de los campos productores continúa no con los mismos niveles pero si sigue su proceso natural de depletación. Hacia el año 2021, se muestra un cambio de tendencia a causa de una reducción importante de los niveles de producción, por el comportamiento de los yacimientos pero regresa nuevamente una caída sostenida.

De continuarse con las mismas tasas de crecimiento en la incorporación de reservas y la producción, la situación de abastecimiento se volvería insostenible a mediados del 2022 a menos que se cuente con descubrimientos importante en ésta década. Sin duda hay necesidad de que en el país se descubran nuevos y grandes yacimientos de hidrocarburos.

2.2.6 Oportunidades para el Desarrollo de Reservas

Para atraer inversión, mitigar los efectos adversos de la caída de los precios del petróleo e incentivar el desarrollo de la industria, en los últimos años el Gobierno Nacional ha realizado ajustes en los términos contractuales de la siguiente manera:

- Acuerdo No.2 del 18 de Mayo de 2017. se estableció el nuevo procedimiento para la Asignación de Áreas para la exploración y explotación de hidrocarburos
- Acuerdo No.2 del 16 de Marzo de 2015. Extensión de términos y plazos en distintas fases del periodo exploratorio equiparando de contratos y convenios Costa Afuera sobre áreas anteriores al año 2014, con extensiones en el periodo exploratorio de hasta 36 meses.
- Acuerdo No.3 del 20 de Agosto de 2015. Modificación de las vigencias y porcentajes de cobertura requeridos en las cartas de crédito stand by.
- Acuerdo No.4 del 20 de Agosto de 2015. Acreditación de las actividades adicionales realizadas por el contratista, al cumplimiento de los compromisos exploratorios en la primera fase exploratoria
- Acuerdo No.5 del 20 de diciembre 17 de 2015. Flexibilización de los plazos de ejecución y permitir cumplimiento de los compromisos exploratorios en la primera fase exploratoria.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía aprobó medidas para impulsar el sector petrolero así: i) proyectos de recobro mejorado con posibilidad de tener regalía variable para la producción adicional, ii) liberación de caja por cumplimiento de obligaciones de exploración (igualdad de condiciones de las garantías para todos los contratos), iii) prórroga Decreto 1755 de 2013 manteniendo beneficio arancelario de 0% para las inversiones del sector y iv) creación de zonas francas permanentes para proyectos offshore a través del decreto 2129, 2015 que implica una reducción de los impuestos sobre la renta de 22%.

Estos cambios han permitido poner al día muchos de los compromisos contractuales que se habían omitido por disminución de presupuestos en las empresas y se espera una reactivación de la actividad exploratoria en 2018, al contar con mayores plazos para ejecutar compromisos que podrían ser cancelados y que gracias a la mejora de los acuerdos, se evitan devolución de áreas y así mantener las inversiones en exploración.

2.2.7 Transporte

La movilización de hidrocarburos contempla diferentes modos, ya sea tuberías, ferrocarril, barcazas o camiones tanque. Para el análisis se describe las características de los sistemas de transporte por ducto de crudo y de derivados y posteriormente en capítulo aparte se evaluará la necesidad de infraestructura (ductos y otros modos de transporte), que permitan garantizar el suministro de petróleo a refinería y de derivados a la demanda, detallando en cada sistema de transporte topología, naturaleza, propiedades y demás parámetros requeridos para la evaluación.

La Tabla 2-1 presenta la descripción del sistema de oleoductos y en la Gráfica 2-24 representa el esquema de la red de transporte de crudo. La actual infraestructura para transporte de crudos es suficiente para movilizarlo los volúmenes producidos, solo en casos especiales se requiere conducir ciertas cantidades vía transporte terrestre en camiones tanque o por razones de calidad.

Tabla 2-1 Características del sistema de oleoductos

Oleoducto	Diámetro Pulgadas	Longitud km	Estación Inicial	Estación Final	Capacidad Diseño kBPD
Oleoducto Coveñas - Cartagena	18	123	Coveñas	Cartagena	139
Oleoducto Galán - Ayacucho 18"	18	185.93	Galán	Ayacucho	80
Oleoducto Galán - Ayacucho 14"	14	188.69	Galán	Ayacucho	20
Oleoducto Ayacucho - Coveñas 16"	12/16	280.52	Ayacucho	Coveñas	67
Oleoducto Ayacucho - Galán 8"	8	190.54	Ayacucho	Casa Bombas	20
Segmento Caño Limón - Banadía	18	78.46	Caño Limón	Banadía	220
Segmento Banadía - Ayacucho	18 / 20 / 24	392.64	Banadía	Ayacucho	220
Segmento Ayacucho - Coveñas	24	299.46	Ayacucho	Coveñas	278
Oleoducto Vasconia - GRB	12 / 20	171.56	Vasconia	Casa Bombas	195
Oleoducto Yaguara - Tenay	8	68.22	Yaguará	Tenay	20
Apiay - Monterrey 20" / 30"	20 / 30	120	Apiay	Monterrey	316
Oleoducto Monterrey - Altos de Porvenir	20	7.50	Monterrey	Altos del Porvenir	455
Monterrey - Porvenir 12" Descargadero CTK'S	12"	4.16			70.0
Monterrey - Arguaney a Bicentenario	14 / 12	100.95	Monterrey	Araguaney	59
Santiago - El Porvenir 10"	10	78.20	Santiago	El Porvenir	22
Oleoducto Orito - Tumaco	10 / 14 / 18	306.93	Orito	Tumaco	50
Oleoducto San Miguel - Orito	12	71.67	San Miguel	Orito	30
Oleoducto Churuyaco - Orito	6 / 5 / 8	17.79	Churuyaco	Orito	8.0
Oleoducto Mansoya - Orito	6"	73.42	Mansoyá	Orito	22.0

Fuente: CENIT [16]

Gráfica 2-24 Mapa de transporte de oleoductos y poliductos



Fuente: CENIT [15]

La infraestructura de transporte de hidrocarburos disponible fue diseñada para conducir el crudo (oleoductos) desde los campos de producción hacia refinería o hacia puertos de exportación y como

medio de traslado de los derivados de petróleo (poliductos), desde las refinerías y puertos de importación hasta las plantas de almacenamiento y distribución situadas en las zonas de mayor consumo. La capacidad de los oleoductos, está condicionada por el volumen de producción de los yacimientos, la calidad y cantidad de reservas asociadas a estos.

El desarrollo de la infraestructura de transporte de crudo sigue la lógica normal entre hallazgos, requerimientos de las refinerías actuales y la disponibilidad de excedentes para el mercado de exportación, pero básicamente obedece a los hallazgos de grandes reservas de petróleo. La red nacional de oleoductos tiene como punto de convergencia la estación de Vasconia, en el centro del país, donde existe la posibilidad de desviar el producto hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto Coveñas para su exportación, situado sobre el mar Caribe.

Los oleoductos se clasifican en: i) tuberías de recolección localizadas en campos de producción y conducen el crudo a puntos de almacenamiento para operaciones de medición, fiscalización y bombeo a oleoductos principales y ii) tuberías de transporte que llevan el crudo desde sitios de acopio a centros de refinación o puertos de exportación, denominados de oleoductos troncales.

Para transportar los derivados del petróleo, el país cuenta con una extensa red para el abastecimiento de los principales centros de consumo, que incluye ductos para gasolinas, ACPM, GLP y Nafta. La Tabla 2-2 describe las características de la red de poliductos y la Gráfica 2-25 muestra un esquema de la red de poliductos.

Tabla 2-2 Características del sistema de transporte de productos refinados

Poliducto	Estación Inicial	Estación Final	Capacidad kBPD	Diámetro Pulgadas	Longitud km
Cartagena - Baranoa	Refinería Cartagena	Baranoa	30	12	103.69
Pozos Colorados - Galán	Pozos Colorados	Galán	105.6	14	503
Galán - Bucaramanga	Galán	Lizama, Río Sogamoso y Bucaramanga	25.3	12	96.87
Galán - Salgar 8"	Galán	Sebastopol y Salgar	14.4	8	245
Galán - Sebastopol 12"	Galán	Sebastopol	83.3	12	116.23
Sebastopol - Salgar 12"	Sebastopol	Salgar	75.8	12	136.55
Galán - Sebastopol 16"	Galán	Sebastopol	168.4	16	114.35
Sebastopol - Salgar 16"	Sebastopol	Salgar	168.4	16	134.76
Sebastopol - Tocancipá	Sebastopol	Tocancipá	75.8	20 / 16	275.91
Sutamarchán - Apiay	Sebastopol	Apiay	75.8	12 / 16	258.98
Sebastopol - Medellín	Sebastopol	Girardota y Medellín	68.4	10 / 12 / 16	163.46

Poliducto	Estación Inicial	Estación Final	Capacidad kBPD	Diámetro Pulgadas	Longitud km
Medellín - Cartago	Medellín	La pintada y Cartago	49.1	10	235.96
Cartago - Yumbo	Cartago	Buga, Mulaló y Yumbo	19.7	10	157.7
Salgar - Gualanday	Salgar	Mariquita y Gualanday	26.3	12	168.54
Gualanday - Neiva	Gualanday	Neiva	12	6 / 8	162.5
Salgar - Cartago (ODECA)	Salgar	Manizales, Pereira, Belmonte, Cartago	26.3	6 / 8	210.98
Cartago - Yumbo (ODECA)	Cartago	Yumbo		6 / 8 / 10	157.7
Salgar - Mansilla 8"	Salgar	Mansilla	12	8	107.67
Salgar - Mansilla 10"	Salgar	Mansilla	14.4	10	109.44
Mansilla - Pte Aranda	Mansilla	Puente Aranda	94.7	10	43.31
Pte. Aranda - El Dorado	Pte. Aranda	El dorado	68.4	6	9.51
Salgar - La Dorada	Salgar	La Dorada	12.6	6 / 8	3.8
Buenaventura - Yumbo	Buenaventura	Yumbo	21.1	6 / 8 / 12	102.7
Yumbo - Buenaventura	Yumbo	Buenaventura	17	6 / 8 / 12	102.7
Medellín - Rionegro	Medellín	Rionegro	7	6	28

Fuente: CENIT [15]

El sistema es sencillo por cuanto la fuente de suministro para el interior del país es una sola refinera con un punto de entrada adicional y el hecho de que la distribución de los productos desde los tanques de los terminales hasta los puntos donde los consumidores finales retiran el producto, se realiza mediante carrotanques, lo que implica que la entrega en el sistema sea sencilla con operaciones que no revisten complejidad.

En el caso del transporte de refinados, las redes mueven simultáneamente dos o más productos diferentes en secuencia en la misma red. 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.

El sistema de poliductos en Colombia casi en su totalidad es propiedad de la empresa Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S, subsidiaria de ECOPETROL S.A, y consiste en una red radial conectada desde la estación de Pozos Colorados, con varias estaciones finales, como Buenaventura, Neiva y Puente Aranda. Solo dos líneas son de terceros y movilizan productos refinados entre Cartagena y Baranoa y la que comunica a Medellín con Rionegro.

Gráfica 2-25 Mapa de transporte de refinados



Fuente: CENIT [15]

2.2.8 Refinación de Petróleo

La refinación del petróleo se puede definir como la conversión (mediante procesos y subprocesos) del crudo en diferentes productos combustibles, lubricantes o petroquímicos, cuyo valor en el mercado supera el valor del petróleo que en su estado original. Esta es una operación estratégica y necesaria para la obtención de productos destinados al desarrollo de la industria manufacturera, sector transporte, hogares y demás sectores en los cuales son utilizados con diversos fines. La diferencia entre el valor de los productos en la refinería y el costo FOB del crudo se entiende como “Margen de Refinación”.

El balance de producción de la refinería depende fundamentalmente de la calidad del crudo que se carga y la complejidad de las instalaciones que lo procesan. La gravedad API, es por excelencia el índice de la calidad del crudo. Sin embargo, este índice sólo permite una apreciación cualitativa de la producción de destilados, pero no sirve ni se puede utilizar en alguna correlación directa que indique cuál es el rendimiento del crudo. Una previsión de los rendimientos esperados sólo puede obtenerse a partir del denominado ensayo de crudo (“crude assay”) o curva de rendimiento del crudo (TBP).

Para una proyección del rendimiento de una refinería es necesario conocer la clase de crudo que va a cargar y su curva de rendimiento, considerando que los productos resultantes del ciclo de transformación, dependen de las características del crudo procesado y de la configuración y operación de cada refinería, (es decir, de la cantidad de unidades de proceso que posee y de los patrones de flujo que conectan estas unidades).

A mayor complejidad de una refinería, mayor cantidad de conversión de fracciones pesadas en productos livianos, aunque la capacidad de refinación se mantenga igual. Las transformaciones físicas y químicas que sufre el crudo en una refinería ocurren a través de varios procesos específicos, realizados cada uno de ellos en una instalación o unidad de proceso diferente.

En la actualidad, Colombia dispone de dos grandes refinerías propiedad de ECOPETROL S.A y refinerías pequeñas en distintas localizaciones del país, que para efectos de esta evaluación no son consideradas por cuanto los productos obtenidos no cumplen en su mayoría especificaciones de calidad para su uso en el transporte. El compromiso de la refinación de petróleo en nuestro país es el suministro de combustibles líquidos que requiere el país para su desarrollo, en el marco de una política en materia de preservación del medio ambiente y una mayor eficiencia económica.

- Refinería de Barrancabermeja:

Localizada en el interior del país, es la de mayor capacidad de transformación de crudo y petroquímica, cuenta con un volumen de carga de 250,000 barriles día (KBPD), constituyéndose en la principal fuente de producción interna de combustibles líquidos, abasteciendo cerca de los 70%

de la demanda nacional. Está configurada para procesar crudos livianos y ligeros con un nivel de conversión medio, es decir, que la actual tecnología permite una transformación del crudo en productos livianos cercana al 76%.

Esta condición genera una restricción para el procesamiento de crudos pesados (los de mayor producción en el país), por lo que no es posible obtener la máxima cantidad de combustible y de otros productos de mayor valor agregado, que tienen una cotización por encima del precio de referencia del barril de crudo. Se estima que el 20% de los productos refinados son pesados, en tanto que una mayor conversión permitiría reducirlos a un nivel de entre el 3 y el 5%.

La ausencia de una unidad de conversión profunda para procesar y eliminar fondos del barril, así como la falta de unidades de proceso especializadas que utilicen como materia prima los fondos, unido al hecho de que en el país la disponibilidad de crudos que alimentan las refinerías es principalmente petróleo pesado (cuya composición es compleja), no es factible un aprovechamiento eficiente de la capacidad de carga de la refinería, afectando con ello su economía con márgenes reducidos por menor producción de compuestos de alto valor. Hoy este complejo produce el 75% de la gasolina, combustóleo, ACPM y demás combustibles que el país requiere, así como el 70% de los productos petroquímicos, supliendo las necesidades de combustibles del 80% de la demanda requerida en el interior del país.

En los últimos años se han invertido importantes recursos para la modernización de algunas plantas ya obsoletas, permitiendo incrementar la capacidad de tratamiento y la calidad de los productos obtenidos, haciendo posible la producción de compuestos con las especificaciones de calidad exigidas por las autoridades. Este mejoramiento permite que de cada barril de crudo procesado, se transforme en gasolina el 28.4%, en ACPM 22,2%, en Jet o combustible para aviación el 10.4% y en otros productos entre los cuales se encuentra el combustóleo el 39.1%.

Durante 2017, el desempeño de este complejo de refinación mejoró al incrementar el rendimiento de los destilados medios por mejoras operativas, pese a que el margen de refinación disminuyó en un 4% con respecto a 2016, debido a una mejor valoración de los crudos nacionales en el mercado internacional, que incrementó el costo de carga a la refinería y que no pudo ser compensado con el incremento de los precios de los productos obtenidos.

También se presentó una disminución de la carga a refinería que en promedio proceso 209.8 barriles por día, consecuencia directa de la menor disponibilidad de crudos livianos e intermedio, que a pesar menor carga permitió mejorar el rendimiento volumétrico.

- Refinería de Cartagena:

Esta refinería, ubicada sobre el mar Caribe, es la segunda de Colombia en términos de capacidad, disponiendo de infraestructura y facilidades portuarias para el cargue y descargue de productos que

entran o salen del país. Luego de su ampliación y actualización tecnológica es considerada como la más moderna de Latinoamérica, aumentó su capacidad de procesamiento de 80 a 165 mil barriles día y una configuración superior al 95% (tecnología de última generación), para brindar al país seguridad en el abastecimiento de combustibles líquidos y materias primas para la industria manufacturera además de la búsqueda de su posicionamiento en el ámbito internacional para acceder al mercado de la Costa del Golfo.

Permite el procesamiento de crudos pesados con alto contenido de azufre y la obtención de mayor cantidad de fracciones livianas a partir del mismo crudo, consecuente con la evolución mundial del mercado de crudo cada vez más pesados, mientras que la demanda se mueve hacia el uso de combustibles con menos fracciones contaminantes, acorde con las exigencias internacionales en esta materia.

Hacia finales del año 2016 iniciaron operación algunas de las nuevas unidades de proceso obteniéndose un mayor volumen de gasolina, ACPM y GLP entre otros productos, con menor contenido de fracciones contaminantes y más amigables con el ambiente, lo que implica mayor eficiencia en las operaciones de uso de agua y energía. La producción de mayores cantidades de destilados, la producción de otros combustibles industriales y la reducción de productos residuales, representaron cambios en los rendimientos de producción, que finalmente son los indicadores de la eficiencia de conversión del petróleo.

La calidad de los combustibles cumple con la regulación establecida para el contenido de azufre en ACPM que pasa de 2,500 ppm a menos de 10; y en la gasolina de 1,200 ppm a menos 30 ppm. Igualmente genera un mayor margen y beneficio económico para el país al pasar de un margen actual de 6 a 20 dólares por barril. La entrada en pleno funcionamiento permitió reducir las necesidades de importación de gasolina y ACPM y a su vez generó un mejoramiento de la balanza comercial por la exportación de otros productos que vienen apalancando la economía nacional.

Finalizando el año 2017 se completaron todas las pruebas de desempeño de la refinería logrando los mejores estándares de calidad de productos, rendimientos de productos valiosos y seguridad, salud ocupacional y medio ambiente. Según ECOPETROL S.A. el margen de refinación ascendió a los 9.5 USD/barril presentando una mejora del 79.2% con respecto a 2016, año de inicio de operación de la mayoría de las unidades, efecto consecuente con el desempeño de la refinería que ya alcanza en la práctica niveles de conversión, superiores a 90%.

La refinería de Cartagena procesó en promedio 135,700 barriles por día alcanzando la máxima carga en el periodo de operación de este nuevo complejo, lo que posibilitó un factor de utilización superior el 76%, contribuyendo de manera significativa a mejorar la oferta nacional de combustibles. Durante el último trimestre de 2017 se mantuvo un crecimiento constante en la carga facilitando una disponibilidad operacional del 96%, con el más alto porcentaje de carga con crudos nacionales.

- Otras Plantas:

Las refinерías de Apiay, Orito e Hidrocasanare son pequeños complejos de procesamiento y refinan en total 15.3 miles de barriles día, produciendo asfalto, ACPM, GLP, nafta y destilados medios. Las dos primeras plantas son de propiedad de ECOPETROL S.A y la tercera de un grupo de inversionistas posee menor cantidad de procesos que las dos primeras.

Actualmente, la capacidad nacional de producción de derivados excede en volumen a la demanda, pero a nivel de productos se requiere la importación de gasolina de alto octanaje (para mezclas con el propósito de mejorar la calidad de la gasolina motor corriente) de ACPM y Jet, a fin de poder satisfacer la demanda de combustibles que hoy exigen mayores especificaciones de calidad, producto de la evolución de la industria automotriz, de legislación ambiental más rigurosa, del crecimiento de las economías y del pacto mundial contra el calentamiento global, lo que promueve la necesidad de actualizar tecnológicamente los complejos de refinación en Colombia, para así garantizar y suministrar los combustibles líquidos que demandan los sectores productivos del país.

Durante 2017 se presentó un incremento en la producción de derivados frente a lo ocurrido en 2016, gracias a la reconfiguración e incremento de capacidad de la refinería de Cartagena – REFICAR, elevando la producción de gasolinas, ACPM y JET, mientras que la producción de Fuel Oil se redujo.

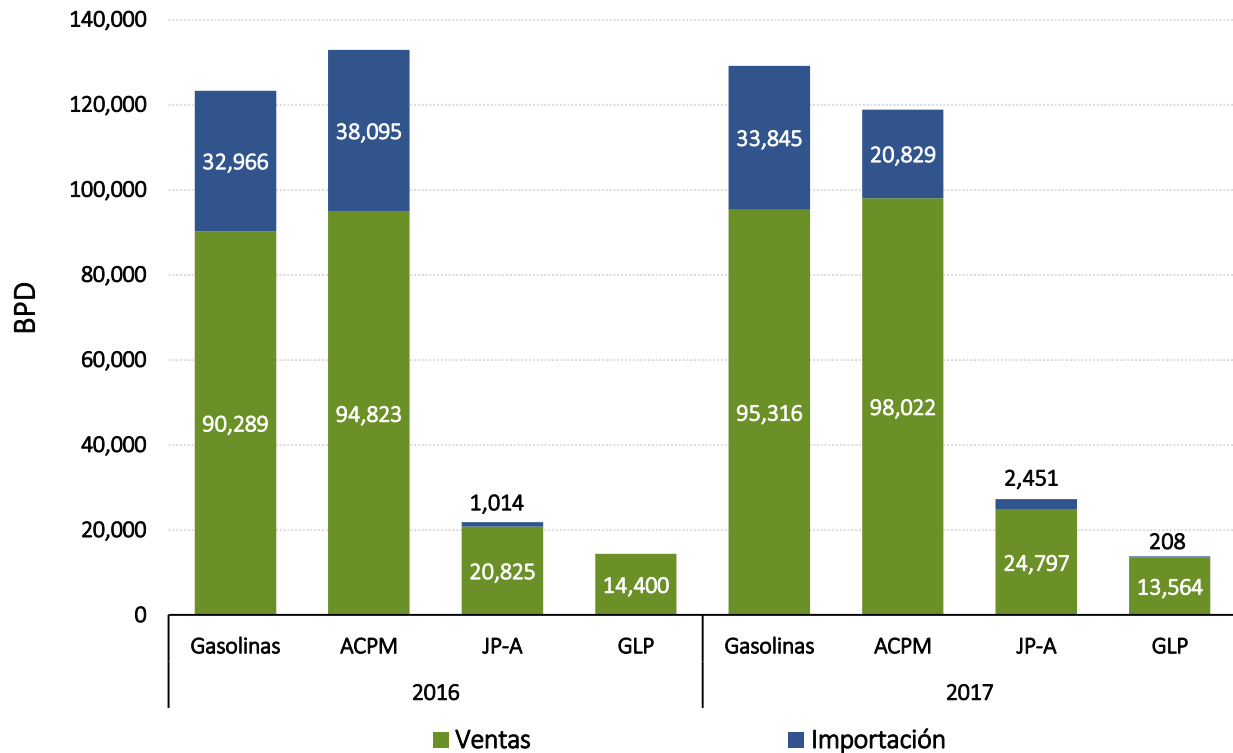
La demanda de derivados de petróleo particularmente de ACPM disminuyó en el país durante el año 2017 frente a lo ocurrido en 2016, entre otros factores por el resultado de la actividad económica, y menor consumo en la generación de electricidad, pese a menores precios de los mismos respecto de sus referencias internacionales durante el primer semestre de 2017. Aún bajo tales circunstancias fue necesario importar combustibles para atender la demanda nacional, considerando que la oferta nacional es insuficiente para mantener el equilibrio.

Considerando el escaso aprovechamiento de las fracciones pesadas, existe cierto grado de restricción para producir combustibles que cumplan estándares ambientales que se adapten a las expectativas de mercado previstas a medio y largo plazo, hoy se requieren mezclas con producto importado para adecuarse a la normatividad establecida en materia ambiental, lo que también significa menor rentabilidad en la operación de la refinería.

La Gráfica 2-26 registra las ventas de los principales refinados procedentes de la refinería de Barrancabermeja y las cantidades importadas de dichos productos para cubrir la demanda asociada con esta refinería. El desempeño indica menores requerimientos de ACPM (diésel) importado frente a gasolina, debido a la necesidad de entregar al país gasolina en especificaciones de calidad, lo cual exige adquirir en el mercado externo este combustible con bajo contenido de azufre para que al mezclarlo con el producto nacional disminuya su proporción y se alcancen las 300 ppm que dicta la norma. El caso de JP-A, los volúmenes importados vienen en ascenso, en tanto que en GLP la situación es particular, por el aporte de este producto de los campos de producción petrolera.

Es necesario aclarar que durante el año 2016, el Fenómeno de El Niño, fue un elemento de gran importancia en las necesidades de ACPM por cuanto se requirió de volúmenes superiores a los 5,000 barriles por día para la generación de electricidad, intensificando la necesidad de importación de este energético.

Gráfica 2-26 Oferta de combustibles refinería de Barrancabermeja



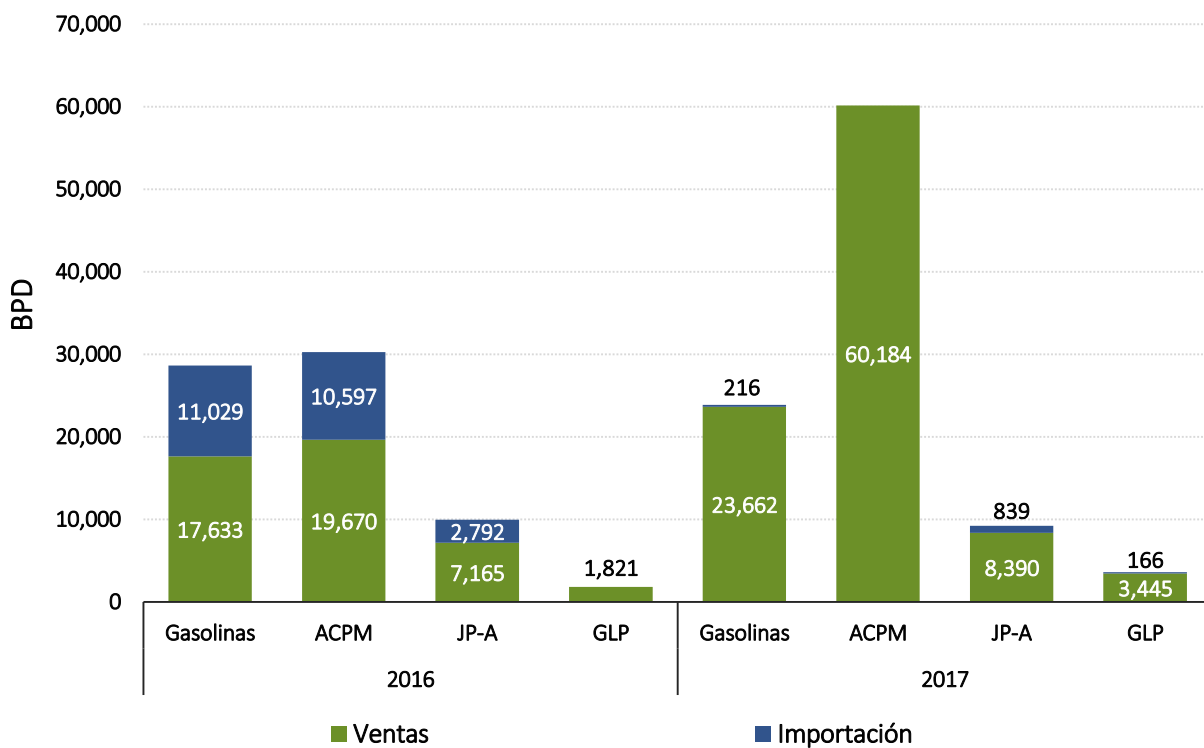
Fuente: ECOPEPETROL S.A [16]

En 2017 si bien las necesidades de importar combustibles se mantiene, los volúmenes fueron menores en el caso de ACPM en razón al mejoramiento de la operación de la refinería de Cartagena que permitió un mayor suministro, aunque en el caso de gasolina, JP-A y otros compuestos petroquímicos requeridos para el normal funcionamiento de la industria manufacturera, no ocurrió similar situación. Lo cierto es que las ventas nacionales crecieron por cuenta de mayor eficiencia de las operaciones en este complejo de refinación.

Aun cuando se han realizado inversiones y diversos trabajos para mejorar la eficiencia operativa de las plantas pequeñas y de Barrancabermeja, la modernización de estas no se ha ejecutado al mismo ritmo que el cambio de características de los crudos producidos en el país, donde es mayoritaria la producción de crudos pesados. Por tanto, la producción de derivados no es la óptima, reduciéndose el nivel de utilización de las refinerías, aumentando la intensidad energética y obteniéndose productos de menor valor económico y menores eficiencias para competir en los mercados.

En el caso de la refinería de Cartagena el escenario mejoró sustancialmente y fue significativo el incremento de oferta en ACPM que mostró un crecimiento superior al 200%, posibilitando durante el 2017 un alivio en las importaciones de este producto. Igualmente, la oferta de gasolina, JP-A y GLP se incrementó aunque en menor proporción que ACPM, lo que genera beneficios para la industria y la economía nacional, pese a continuar dependiendo del mercado externo para la atención plena de la demanda nacional. Observando la Gráfica 2-27 el cambio es notable y permite avanzar hacia la seguridad de suministro. Es de anotar que las ventas incluyen las exportaciones realizadas.

Gráfica 2-27 Oferta de combustibles refinería de Cartagena



Fuente: REFICAR [17]

De acuerdo con el informe de gestión ECOPETROL S.A, las ventas totales de esta refinería crecieron 41% respecto al 2016, supliendo parte del déficit en la oferta de diésel y gasolina donde el 64% se efectuó en el mercado nacional y el restante 36% fue exportado.

2.2.9 Biocombustibles

La aprobación de la Ley 693 de 2001, marcó la entrada de Colombia en la era de los combustibles de origen vegetal. La promulgación de la Ley tuvo como propósito principal la diversificación de la canasta energética colombiana a través del uso de alternativas compatibles con el desarrollo

sostenible en lo ambiental, lo económico y lo social. Mediante la reglamentación de dicha Ley se estableció un marco legal y normativo, que además de promover el uso de los agrocarburos, proporcionó los estímulos necesarios para su producción, comercialización y consumo.

Las primeras normas expedidas hacia el año 2003, el gobierno dio señales claras a todos los actores y este marco regulatorio no ha sido estático, sino que se ha ido ajustando en la medida que varían las circunstancias internas o externas que restrinjan el logro de los objetivos perseguidos. Se desarrolló el programa de alcoholes carburantes y oxigenación de gasolinas se desarrolló normativa en la cual se definió el porcentaje inicial de etanol anhidro a utilizar en la mezcla con gasolina básica en 10% ± 0.5% en volumen a 60° Fahrenheit (mezcla E10), y dejando abierta la posibilidad de modificarlo de acuerdo con la producción y disponibilidad nacional del componente oxigenante.

La producción de etanol en el país a partir de caña de azúcar se ha mantenido relativamente estable, con excepción del año 2008 que se redujo por diversas razones, y fue necesario consumir gasolinas básicas sin oxigenar. Salvo esta situación, el abastecimiento regular de etanol al mercado ha dependido fundamentalmente de los contratos comerciales entre las destilerías y los distribuidores mayoristas y del reconocimiento del costo de oportunidad de los productores duales azúcar-etanol en el precio del etanol, el cual está atado al precio internacional del azúcar blanco refinado.

Aunque este productor dual no puede exportar etanol mientras no se garantice el abastecimiento interno, ninguna norma le impide dedicar su infraestructura a producir y exportar azúcar sacrificando la producción de etanol. En los primeros años de aplicación de las normas, cerca del 70% del volumen nacional de gasolina tenía una mezcla de (90-10), es decir, la proporción de etanol correspondía al 10%.

Luego, con la entrada de nuevas plantas productoras de etanol la cobertura de la mezcla llegó al 90% del volumen nacional consumido, es decir solo el 10% del territorio colombiano consumía gasolina sin oxigenar, con la misma proporción de mezcla (90-10). Hacia finales de 2012 la proporción de mezcla llegó a (92-8), situación que se mantuvo hasta finalizar el 2016, cuando la proporción de alcohol disminuyó a (94-6).

En lo concerniente a biodiesel, mediante la Ley 939 de 2004, se impulsó el uso de biodiesel (de origen animal o vegetal) en mezcla con ACPM para uso en motores diésel y además desarrollo un marco legal completo, abarcando normas técnicas, de precios y de calidad.

El programa se implementó en enero de 2008 y el 10% del volumen nacional de ACPM consumido contaba con una mezcla de biodiesel cuya proporción fue de (95-5), siendo el 5% biodiesel y se realizó en la zonas de influencia de la plantas de producción de biodiesel. La mezcla fue aumentando en la medida en que se fue incrementando la oferta nacional de biodiesel y desde el 2012, la mezcla (95-5) fue remplazada en su totalidad por (97-3) y se introdujo la mezcla (90-10). Hoy el 55% del volumen total de ACPM consumido mantiene en una proporción de (90-10) en tanto

que el restante 45% conserva una composición (92-8), particularmente aquellas regiones ubicadas por encima de los 2.500 metros sobre el nivel del mar.

Similar al caso del etanol, el abastecimiento regular de biodiesel al mercado ha dependido fundamentalmente de los contratos comerciales entre los productores y los distribuidores mayoristas y del reconocimiento del costo de oportunidad a los productores en el precio del biodiesel, el cual está atado al precio nacional del aceite crudo de palma. Aunque el productor dual no puede exportar biodiesel mientras no se garantice el abastecimiento interno, ninguna norma le impide dedicar su infraestructura a producir y exportar aceite de palma.

- Oferta de Etanol:

La oferta actual de alcohol carburante proviene de siete plantas de procesamiento cuya materia prima es caña de azúcar; suman una capacidad nominal de 12,410 barriles-día y en la Tabla 2-3 se aprecia el aporte de cada una. Por razones técnicas, climáticas, entre otras, la operación de las planta no ha superado el 60% de su operatividad, con lo cual, la oferta es inferior a la capacidad instalada.

Tabla 2-3 Plantas Productoras de Alcohol Carburante

Ingenio	Molienda Caña de Azúcar (Ton/día)	Capacidad Instalada	
		Producción Etanol l/día	Producción Etanol bbl/día
Incauca (Cauca)	14,000	350,000	2,205
Riopaila-Castilla (Valle del Cauca)	9,333	400,000	2,520
Risaralda (Risaralda)	5,000	100,000	630
Bioenergy (Meta)	-	320,000	2,016
Providencia (Valle del Cauca)	7,000	300,000	1,890
Mayagüez (Valle del Cauca)	5,833	250,000	1,575
Manuelita (Valle del Cauca)	5,833	250,000	1,575

Fuente: Federación de Biocombustibles [18]

La mayoría de las plantas se ubican en el Valle del Cauca y contribuyen con el 61% de la oferta nacional, mientras que un 16% lo provee la planta localizada en el Departamento del Meta, y el restante de 23% surge de sendas plantas localizadas en el Risaralda y Cauca. Según información de SICOM, durante el 2017 se consumieron 7,868 barriles día de etanol, volumen prácticamente igual al consumido en 2016. La situación en 2017 sigue siendo de intranquilidad, puesto que no se ha llegado a una oferta suficiente para cubrir la totalidad del país con una mezcla 90-10.

- Oferta de Biodiesel

La producción industrial de biodiesel inició menos de una década, se optándose por la utilización del aceite de palma como materia prima, dados los desarrollos alcanzados en este sector. A diferencia del etanol, las características finales del biodiesel dependen de la materia prima utilizada para su procesamiento.

Hoy la capacidad de producción de biodiesel de palma en el país es de 14,000 barriles por día, distribuida en 12 plantas ubicadas en la Costa Atlántica y centro del país, tal como se presenta en la Tabla 2-4. La producción total de biodiesel ha permitido suministrar una mezcla (90-10) en casi todo el territorio nacional y de acuerdo con la información de SICOM el consumo durante 2017 fue de 10,334 barriles día, un incremento importante con respecto a 2016. Es de anotar que el ACPM importado para el sector industrial (minería) no se mezcla con biodiesel.

Tabla 2-4 Plantas Productoras de Biodiésel

Planta	Capacidad Instalada	
	Ton/ año	BBL/día
Biocombustibles Sostenibles del Caribe, Santa Marta	170,000	2,578
Oleoflores, Codazzi	60,000	910
Romil de la Costa, Barranquilla	10,000	152
Biodiésel de la Costa, Galapa	10,000	152
Odín Energy, Santa Marta	36,000	546
Oriental, Facatativá	200,000	3,033
BioD, Barrancabermeja	120,000	1,820
Aceites Manuelita, San Carlos de Guaroa	120,000	1,820
Biocastilla, Castilla	15,000	227
La Paz, San Carlos de Guaroa	70,000	1,062
ALPO, Barrancabermeja	40,000	607
BioCosta, Santa Marta	70,000	1,062

Fuente: Federación de Biocombustibles [19]

2.2.10 Comercialización de Combustibles

Terminado el proceso de refinación, los diferentes productos son conducidos por distintos medios de transporte hasta las plantas de abasto o de almacenamiento para continuar la cadena de comercialización a través de las diferentes empresas que hacen parte de la actividad de distribución mayorista, luego hacia la distribución minorista o a los grandes consumidores para llegar finalmente a los tanque de los vehículos, o a equipos de uso final, salvo en el caso de GLP cuya cadena de comercialización es distinta.

Actualmente, la cadena de comercialización de combustibles líquidos está definida y regulada mediante Decreto No. 4299 de noviembre de 2005 del Ministerio de Minas y Energía, el cual contempla las reglas generales para las distintas actividades de la comercialización, sobre la base

de la libre competencia, libre acceso a las actividades económicas y la definición de instrumentos para acceder a la realización de tales actividades. La Tabla 2-5 presenta el número de agentes registrados en el Sistema de Información de Combustibles Líquidos – SICOM en de diciembre del año 2016.

Todos los agentes de la cadena de distribución de combustibles deben ser autorizados por el Ministerio de Minas y Energía, excepto el consumidor final y el transportador. Cada agente debe cumplir con una normatividad particular, al igual que las instalaciones que se utilicen para desarrollar cada actividad.

Tabla 2-5 Agentes de la cadena de comercialización de combustibles líquidos en Colombia

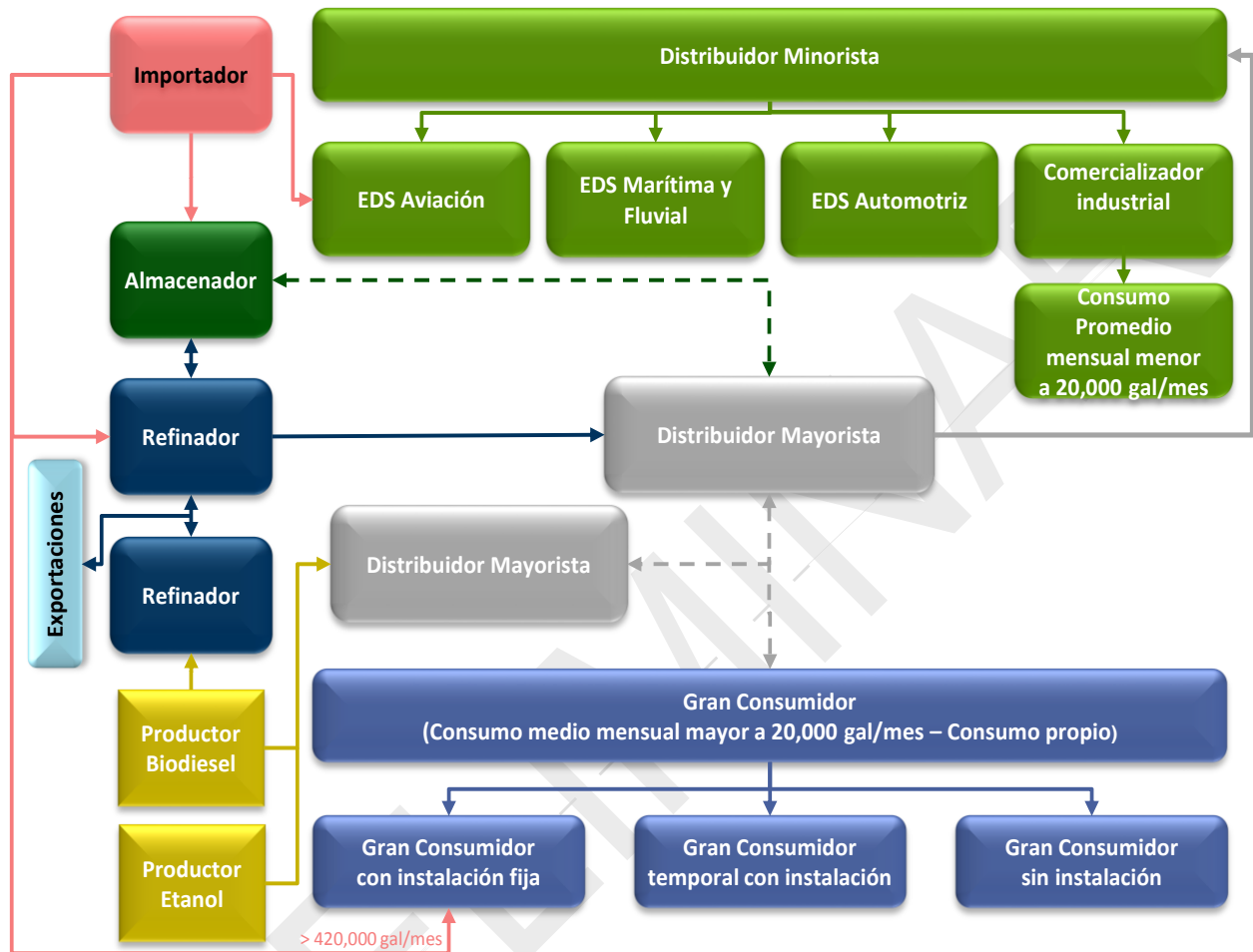
Tipo de Agente	Subtipo	Cantidad
Almacenador		24
Distribuidor Mayorista		21
Distribuidor Minorista	Comercializador Industrial	259
	EDS Automotriz Nacional	5,475
	EDS Aviación	224
	EDS Marítima	176
	EDS Fluvial	6
Gran Consumidor	Con Instalación Fija	420
	Consumo Menor a 20.000 galones	104
	Sin Instalación	9
	Temporal con Instalación	188
Importador		22
Productor	Alcohol Carburante	8
	Biodiesel	14
Refinador		36

Fuente: Ministerio de Minas y Energía [18], UPME.

La Gráfica 2-28 presenta de manera esquemática el modelo operativo de la cadena de comercialización de combustibles líquidos en Colombia, donde se ilustran las interrelaciones existentes entre cada uno de los agentes que la conforman.

Las interrelaciones entre agentes están plenamente establecidas en la normatividad, por cuanto no todos los agentes pueden actuar recíprocamente, además de que los consumidores finales no se constituyen en un agente de la cadena, pero son los receptores de los servicios y solo pueden adquirir los combustibles a los distribuidores minoristas vía estación de servicio hasta ciertos volúmenes, con lo cual la regulación determina cómo se deben realizar las transacciones del mercado de combustibles.

Gráfica 2-28 Interacciones de la comercialización de combustibles líquidos en Colombia



Fuente: UPME.

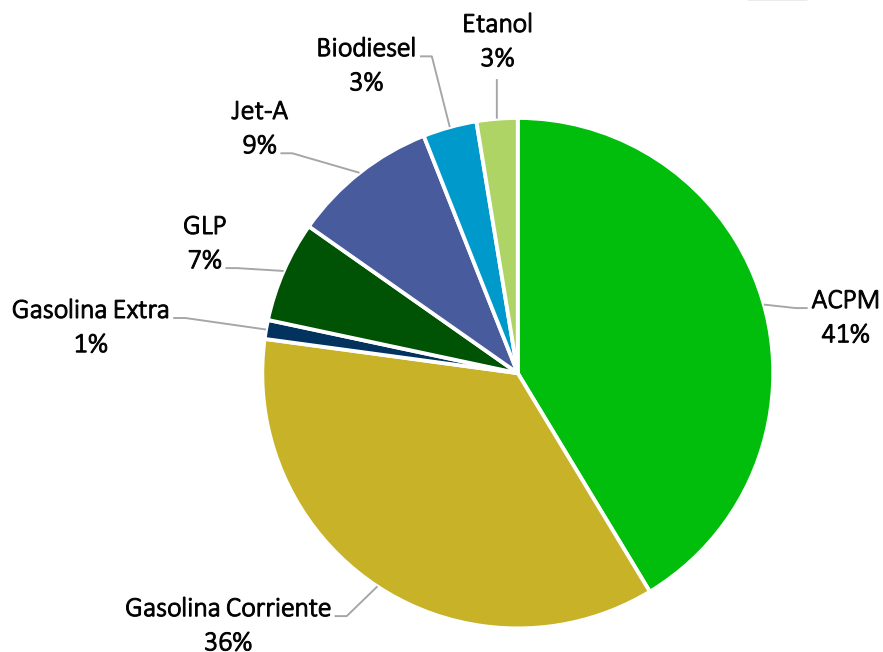
De otra parte, con la utilización de fuentes renovables para la producción de combustibles líquidos se estableció como política de Estado el fomento, desarrollo y uso de combustibles de origen vegetal con carácter obligatorio, para reemplazar parte de los combustibles de origen fósil. Igualmente señaló los porcentajes de mezcla tanto para etanol con gasolina, como de biodiésel con ACPM y los sitios donde efectuar la mezcla.

Hoy la reglamentación exige que la mezcla de etanol y gasolinas se realice en plantas de abasto, mientras que en el caso del ACPM desde las refinerías debe adicionarse un volumen de biodiésel del 2% para el caso de la refinería de Barrancabermeja y de 4% en la de Cartagena y la cantidad restante hasta completar la porción de mezcla obligada, se añade en planta de abasto.

La dinámica de comercialización de combustibles indica que durante 2017 el ACPM y las gasolinas fueron las fuentes de mayor consumo y en conjunto sumaron algo más del 77% del total,

conservando la participación relativa de los últimos tres años, donde el ACPM ha representado el 40%, las gasolinas el 37% y en el caso del Jet-A que alcanzó el 10% ha venido aumentando de manera sostenida y sumaron en total 283,900 barriles por día, significando un incremento de medio punto porcentual con respecto a 2016. Es de mencionar que el ACPM incluye tanto el combustible para uso final, como los volúmenes consumidos de diésel marino y electrocombustible (fuente para generación de electricidad en las Zonas NO interconectadas). La Gráfica 2-29, registra la participación de consumo por fuente, alcanzada durante el año 2017.

Gráfica 2-29 Consumo de combustibles líquidos en 2017



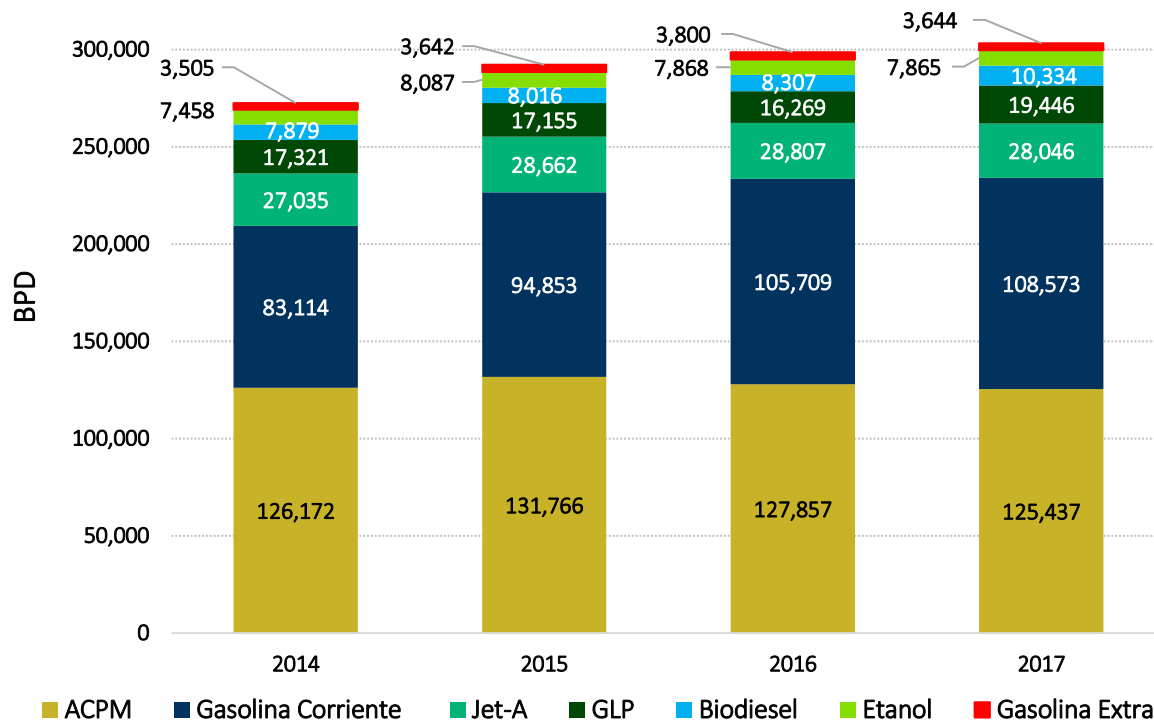
Fuente: SICOM [18], SUI [18], UPME

La evolución del consumo de gasolina da cuenta del comportamiento de la movilidad de usuarios particulares, que en 2017 requirieron un 1% más en relación con 2016 y en el caso de ACPM que se asocia con el desempeño de la actividad económica, también se incrementa frente a 2016, en algo más de un punto porcentual. Es de destacar que la demanda de ACPM en el subsector de industria minera repuntó, mientras que el consumo para la generación de electricidad, disminuyó dado que el fenómeno de El Niño presentado durante 2016, exigió volúmenes importantes para atender los requerimientos del sector eléctrico.

La tasa de crecimiento en el consumo de gasolina viene aumentando en forma sostenida desde el año 2013, superando el 5% en promedio año, modificando la disposición de consumo en el sector transporte, explicada por aumento de su consumo en los antiguos Territorios Nacionales y en menor

proporción en los demás Departamentos del país, salvo San Andrés y Providencia. En la Gráfica 2-30 se presenta el consumo de los principales combustibles en los últimos años

Gráfica 2-30 Evolución del consumo de combustibles líquidos



Fuente: SICOM [18], SUI [18], UPME

En el caso de gasolina y ACPM el balance nacional es deficitario y particularmente en gasolina se viene incrementando gradualmente, gracias al mayor consumo en la casi totalidad de los Departamentos y Bogotá, sobresaliendo los de mayor participación relativa, pero con repunte de las áreas fronterizas con Venezuela, alcanzado aumentos hasta del 10.4% frente a 2016.

El consumo de JET-A ha venido incrementándose de manera sostenida, en virtud del aumento de viajes que desbordó la proyecciones de infraestructura de los últimos años, mostrando un consumo de combustible que crece en promedio anual a una tasa superior al 4% y con perspectivas de seguir progresando por los cambios en el entorno nacional y de los modos de transporte para el desplazamiento de carga y pasajeros.

En GLP también se aprecia cierta recuperación, asociada la implementación de subsidios al consumo en cilindros de estratos 1 y 2, focalizados en algunos departamentos del país. En desarrollo de esta política la tasa de crecimiento de los últimos 3 años ha logrado superar el 3%

promedio año, permitiendo ubicar al GLP como energético estratégico en la canasta energética residencial.

En cuanto a biocombustibles el consumo depende del volumen de combustible fósil utilizado por la sociedad colombiana. Por situación de oferta el consumo de etanol en la mezcla con gasolina mantuvo su participación relativa y a partir del segundo semestre se incrementó la mezcla al 8% una vez entro en operación un planta productora en el interior del país. Con respecto a biodiesel, también se aumentó la mezcla hasta 10% a nivel nacional.

2.2.11 Calidad de los Combustibles

El aumento de emisiones contaminantes y de las concentraciones de gases que provocan efecto de invernadero y su incidencia en el cambio de temperatura del planeta, es uno de los principales problemas ambientales a escala global, regional y local, para lo cual se buscan soluciones de distinta índole.

Con el rápido incremento del consumo de energético, en donde la dinámica de crecimiento se ha originado en las mayores demandas de gasolina y destilados medios, cuyo consumo se concentra en los sectores de transporte e industria, el mundo entero empieza a hacer esfuerzos para lograr a escala global la estabilización de las concentraciones gases contaminantes, por los cambios que se están notando en el nivel de intensidad de los climas y sus implicaciones como sequías, inundaciones, huracanes, tornados, deshielo de los polos, etc.

Los fabricantes de vehículos automotores y las refinerías han tenido que concentrar sus esfuerzos para cumplir con regulaciones ambientales cada vez más exigentes. Los resultados han sido niveles de azufre menores en los combustibles y normas de emisión cada vez más exigentes para todo tipo de vehículos. Por su parte los vehículos de últimas generaciones, diseñados para utilizar combustibles de bajo azufre o ultra bajo azufre, pueden obtener alta eficiencia con respecto a vehículos de generaciones anteriores.

Las emisiones provocadas durante la combustión en los vehículos dependen del combustible y su calidad, del tipo y tecnología del motor, de la edad del vehículo, de las condiciones de presión (altura sobre el nivel del mar) y temperatura atmosférica, de las condiciones de rodamiento (estado de las vías, congestión vehicular) y de las prácticas de operación y mantenimiento de los vehículos (cultura de los conductores).

En el país se han realizado diversos esfuerzos para mejorar la calidad de los combustibles y con ello contribuir a controlar la contaminación del aire, acorde con las tendencias mundiales, debido a los problemas de salud originados por la calidad del aire en las principales ciudades del país como es el caso de Bogotá y Medellín.

Han sido importantes las inversiones en las dos refinerías más grandes del país, para disminuir los niveles de azufre tanto en gasolina como en ACPM, tratando de llevar su calidad a estándares internacionales. Con la implementación de tales acciones, Colombia es uno de los países de Sur América cuya calidad de combustibles líquidos cuentan con la menor cantidad de componentes contaminantes tales como el azufre, aromáticos y benceno.

Desde enero de 2013 el ACPM distribuido por ECOPETROL cuenta con menos de 50 partes por millón de azufre, mientras que en gasolina la mejora ha sido notable, pero no tan substancial como en ACPM en términos de azufre, pues hoy esta fuente contiene cerca de 300 partes por millón. La gasolina colombiana sobresale por la eliminación de sustancias tóxicas como el plomo, reducción de aromáticos y disminución de la evaporación.

Para producir combustibles con especificaciones de calidad internacional, son necesarias transformaciones tecnológicas profundas que van mucho más allá de la construcción de unas unidades de hidrodesulfuración, recuperación de azufre y producción de hidrógeno en la refinería de Barrancabermeja, que permitan el mejoramiento de la calidad de los combustibles y bajar el contenido de azufre a niveles de 10 partes por millón, como ocurre en el mundo desarrollado.

Puesto que uno de los mayores problemas de contaminación está asociado con la presencia de azufre y su permanencia en los combustibles impide la adopción de las principales tecnologías para el control de la contaminación y ninguna estrategia de reducción significativa de la contaminación del aire puede dar resultado sin reducir en primera instancia el azufre de los combustibles.

3 PRECIOS

La política de precios de los combustibles en el pasado estuvo definida en función de objetivos de estabilidad de precios en la economía y luego se dio paso a un esquema de mercado para favorecer una dinámica de eficiencia en la asignación de los recursos. Los nuevos objetivos de política obedecieron básicamente a garantizar el abastecimiento, a promover la competencia en el mercado y la búsqueda de mayor eficiencia, con atenuación de la volatilidad, consideraciones de equidad y de ciertas externalidades generadas con el consumo de combustibles.

Con estos cambios, también se buscaba impulsar la entrada de nuevos agentes en cada una de las actividades de la cadena de producción, importación, transporte y distribución de combustibles, para posibilitar una dinámica de competencia que contribuyera a mejorar la eficiencia del sector. Así mismo se pretendía el desmonte del subsidio a los combustibles, eliminación de los costos fiscales del subsidio al igual que desindexar el ajuste de sus precios con la inflación.

3.1 Estructura de Precios

La estructura del precio de la gasolina y del ACPM se conformó por cinco grandes componentes así: i) ingreso al productor, ii) carga fiscal, iii) transporte, iv) márgenes y v) elementos asociados con calidad y vigilancia entre otros, siendo el componente ingreso al productor el de mayor peso con cerca del 50% del precio final en gasolina y en ACPM de 60%.

3.1.1 Ingreso al Productor

La metodología propuesta para calcular el ingreso al productor en realidad obedecía a la aplicación del concepto de costo de oportunidad, (concepción muy distinta de costo eficiente), el cual está vinculado a las decisiones de inversión de los agentes, más que a la búsqueda de unos precios que se aproximen a los que existirían si hubiese competencia en la actividad de refinación. Bajo esta premisa, la metodología de cálculo, consideraba que los precios spot de los combustibles en la Costa del Golfo correspondían a los de un mercado competitivo y por ello se decidió utilizar como la referencia para nuestro país.

De esta forma, los precios internos incorporaron los precios internacionales, es decir el costo de oportunidad de venderlo en el mercado interno. Sin embargo, si el precio de referencia para calcular el ingreso al productor colombiano era la paridad de importación y nos encontrábamos en una situación de equilibrio entre oferta y demanda del combustible, se generaba una apropiación de la renta por parte del productor, por el contrario si se utilizaba paridad de exportación en situación de desequilibrio se generaba un subsidio a los usuarios.

Hoy la situación es un tanto particular, por cuanto en el caso de gasolina se utiliza como referencia para calcular el ingreso al productor colombiano un precio paridad de exportación ponderada que

incluye la nafta, en presencia de un desequilibrio puesto que la oferta nacional es insuficiente para atender la demanda. En el caso del ACPM, el ingreso al productor colombiano se determina a partir de un precio promedio entre paridad de importación y de exportación, según el porcentaje del combustible que se produce internamente o se importa, siendo el país deficitario en este energético también, al igual que en gasolina.

Es claro que los importadores pagan arancel cero cuando los productos provienen de países que cuentan con acuerdos comerciales con nuestro país. Sin embargo, para un importador neto debe existir una remuneración que permita hacer posible competencia en la actividad, toda vez que la actividad no se remunera con la diferencia de aranceles. Además de que el punto de referencia para las transacciones es la refinería de Barrancabermeja, situación que implica costo de transporte desde puerto colombiano hasta tales instalaciones.

De otra parte, se creó el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles FEPC para amortiguar el precio interno, originado en las fluctuaciones de los precios de los combustibles en la Costa del Golfo, el cual acumularía recursos, distintos a los rendimientos financieros o los asignados por el Presupuesto General de la Nación, cuando el precio de paridad de exportación/importación estuviera por debajo del ingreso al productor colombiano y disminuir en caso contrario (significando un subsidio).

Así, el pago de la diferencia de precio de paridad y el efectivamente pagado por los usuarios finales, está a expensas del FEPC, de esta forma cuando el precio de paridad es superior al valor reconocido al productor o importador colombiano, el fondo remunera la diferencia y en caso contrario el fondo recibe esa diferencia. Sin embargo, esto no es suficiente para impulsar la inversión en refinación en Colombia, que permita la entrada de nuevos agentes en dicha actividad.

Un elemento adicional es la calidad del producto que se transa en la Costa del Golfo y el comercializado en nuestro país. En el caso de la gasolina, el nivel de octanaje es inferior al existente en la Costa del Golfo, lo cual hace necesaria un ajuste por calidad para que el precio refleje la misma. Además desde que se inició el programa de oxigenación de gasolinas con alcohol, se disminuyó el octanaje de las gasolinas producidas en refinería colombiana, bajo el argumento que la mezcla con alcohol permitiría alcanzar el nivel de octanaje exigido por la normatividad.

La actual fórmula para calcular el precio paridad de exportación de gasolina como se señala en la Sección 1.8.1, en realidad no es equivalente a al ingreso del productor (por cuanto se calcula mensualmente, el último día hábil de cada mes), corresponde más a la referencia para calcular cuál es porcentaje de incremento del ingreso al productor para el siguiente mes.

En el caso del diésel o ACPM, la fórmula para fijar el ingreso el productor calcula un precio paridad ponderado por el volumen de producción nacional y el de diésel importado del trimestre anterior al cálculo, donde la paridad de exportación corresponde a un precio determinado por la participación

de diferentes calidades según los volúmenes de cada una de ellas; en otras palabras, se considera el costo de oportunidad de exportar un diésel fuera de especificaciones y el precio paridad de importación de un diésel de alta calidad para ajustarse a la normatividad colombiana y suplir las necesidades de nuestro país.

Al igual que en el caso de gasolina, el precio diario de paridad ponderada del ACPM no es el correspondiente al ingreso del productor (el cual se calcula de manera mensual, el último día hábil de cada mes), sino que es la referencia para calcular el porcentaje de incremento del ingreso al productor para el mes siguiente, el cual es ajustado en más o menos 3%.

En términos generales, la metodología tanto para gasolina como para ACPM no contempla los costos asociados con la importación, considerando que el punto referencia es Barrancabermeja.

3.1.2 Transporte

El componente transporte por poliducto se remunera considerando la regulación económica para monopolio natural, vista las economías de escala en el sector. Para la formación de la tarifa se tiene en cuenta una serie de factores que comprende: el capital invertido en la construcción, los gastos de sostenimiento, administración y operación que declaran los agentes, las inversiones en activos propios de transporte que se proyectan realizar durante un período de 5 años (según plan de expansión) más un margen de utilidad.

En el cálculo también lleva implícito ciertos criterios especiales como el costo del transporte de las pérdidas normativas (tolerancia) (0.5%) para aquellas líneas cuyo origen es una refinería, así como el lleno del ducto Sebastopol-Tocancipá.

Con la expedición de la Ley 681 de 2001, se incorporó el criterio de distancia para la remuneración del transporte, con lo cual, el destino más lejano a una refinería debe pagar un mayor valor por el servicio, lo que genera ciertas barreras de entrada y los nuevos ductos son casi inviables especialmente en los lugares más apartados de los centros de refinación o extremos de la red. Si bien, el esquema privilegia la eficiencia económica afecta el de equidad y no estimula la inversión en regiones que aún no disponen de infraestructura.

Existe un elemento importante en la estructura de los precios de los combustibles denominada “*plan de continuidad*” que se introdujo con el propósito de remunerar a Ecopetrol las inversiones para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados - Galán y parte del montaje del poliducto Mansilla – Tocancipá. Dada la creación de la empresa CENIT - Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S., (filial de Ecopetrol especializada en transporte y logística de hidrocarburos), el Gobierno Nacional promulgó un mandato cambiando el beneficiario de los recursos provenientes del margen de continuidad. Sin duda, este margen de continuidad es

cargo similar al de confiabilidad, para garantizar la atención de la demanda de combustibles, incluyendo nafta que se requiere para movilizar crudo pesado.

En tal sentido, su denominación puede ser explícita para remunerar todos los activos y los proyectos de confiabilidad que permitan asegurar y garantizar el abastecimiento de combustibles líquidos, lo que se puede constituir en una señal encaminada a promover la expansión del sistema en el largo plazo, para que toda la sociedad colombiana disponga de servicio aun ante ciertas contingencias.

3.1.3 Impuestos

Como se indicó en el Capítulo 1, luego de la expedición de la Ley 1819 de 2016 se modificaron los impuestos aplicables a la gasolina y ACPM, así como a otros derivados del petróleo. Se hizo explícito el IVA y se aumentó este gravamen del 16% al 19%, además se estableció el IVA al margen de distribución mayorista y se modificó el impuesto nacional.

Por otra parte se creó el impuesto al carbono, como elemento para internalizar los costos sociales asociados al cambio climático y generar beneficios locales como aumentos en eficiencia y productividad sectorial y mejoras en la calidad del aire. En este gravamen ambiental que opera sobre combustibles líquidos derivados del petróleo depende de la cantidad de carbono que contenga cada combustible que se consuma. El impuesto fue instituido como una de las estrategias para reducir emisiones contaminantes generadas durante los procesos de combustión, con lo cual se espera ciertos cambios en los patrones de consumo de las fuentes fósiles.

En términos generales los impuestos aplicados a los combustibles pasaron de representar en promedio 28% y 19% en gasolina y ACPM durante 2016 a 30% y 21% correspondientemente en el primer semestre de 2017. Lo que significa que los impuestos se incrementaron en un aproximado de 2%, tanto en gasolina como en ACPM.

3.1.4 Márgenes de Distribución

La remuneración de las actividades de distribución mayorista y distribución minorista obedece a un esquema de regulación económica y se actualiza anualmente con la variación del IPC del año inmediatamente anterior. Para las principales ciudades opera el régimen de libertad vigilada y para otros aplica libertad regulada. Por la cantidad de agentes participantes se percibe un ambiente de competencia, aunque estudios sobre el tema indican diferencias importantes entre regiones.

3.2 Proyección de Precios

El mercado de los combustibles líquidos, así como el mercado de ciertos productos primarios están caracterizados por intensas fluctuaciones de los precios y de sus tendencias; sugiriendo que el nivel de equilibrio cambia con el tiempo, aparte de que es necesario sumar importantes oscilaciones de

sus determinantes que pueden persistir con ciertos rezagos entre ellos. Adicionalmente hay impactos de corto y largo plazo en el precio del petróleo que influye en el comportamiento de los actores, que en algunos casos ven perjudicadas sus finanzas forzándolos a salir del mercado, disminuyendo la oferta y por ende afectando precios.

Como el petróleo simultáneamente es un activo financiero, los papeles y derivados que dependen de los precios y cantidades del petróleo transadas fluctúan ampliamente en los mercados financieros, y por ello, el precio del crudo depende en gran parte de criterios financieros y especulativos. Igualmente, como el crudo es un recurso de importancia geopolítica su precio se ve afectado por la intervención del mercado que se haga con estos fines. Por lo general estos factores se ven presentes en la formación de los precios, pero en coyunturas hay factores que impactan más que los otros.

Unido a lo anterior, el precio final de los combustibles líquidos no varía en la misma proporción en que varía el precio del crudo, ya que los impuestos, el transporte y los costos de distribución incrementan o disminuyen su participación relativa, además el precio de los combustibles no tiene una relación directa con la cotización del WTI o del BRENT sino que dependen de las cotizaciones de la gasolina y del gasóleo en el mercado de la Costa del Golfo.

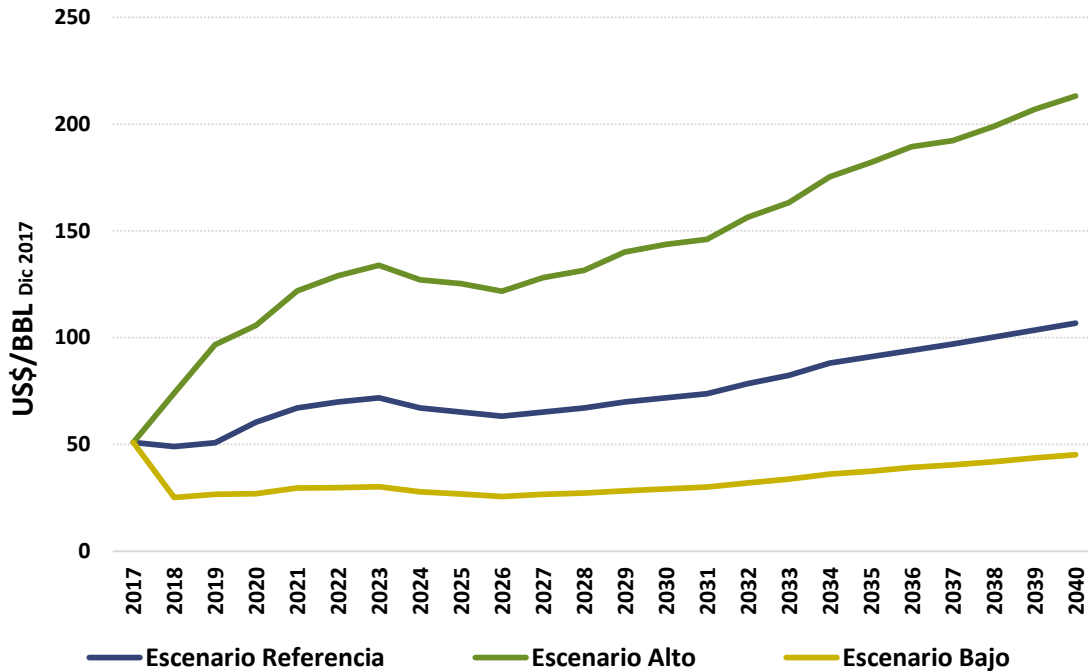
Otro de los factores que afecta el precio de los derivados del petróleo es la tasa de cambio, que en los últimos años se ha mantenido en altos niveles, repercutiendo por supuesto en precios elevados, con lo cual aunque el precio del crudo se mantenga en niveles bajos, el precio de los combustibles a usuario final se percibe alto. Es importante la relación del tipo de cambio, por cuanto sus fluctuaciones pueden suponer una depreciación o apreciación del peso colombiano, que se puede equilibrar con el precio de la gasolina y el ACPM, tanto a la baja como al alza.

Para la estimación de los precios de los combustibles en el largo plazo, se utilizó como driver el precio del crudo BRENT, cuyo escenario de referencia fue construido teniendo en cuenta el pronóstico realizado por Wood Mackenzie en su documento “Global Macro Oils” de largo plazo publicado en el segundo semestre de 2017 y para el corto plazo se utilizó el informe de febrero de 2018.

La construcción de los escenarios alto y bajo consideró las “aperturas” estimadas por el U.S Energy Information Administration (EIA) en su documento Anual Energy Outlook 2017, las cuales implican una variada gama de tendencias con respecto al crecimiento económico mundial, al crecimiento de la población y supuestos sobre diversas trayectorias del mismo precio del petróleo con fundamento en cambios de demanda.

La Gráfica 3-1 presenta la estimación del precio de largo plazo del crudo BRENT, que será utilizado para la proyección de los precios de las distintas fuentes energéticas que se consumen a nivel sectorial.

Gráfica 3-1 Escenarios de Precios del Crudo Brent



Fuente: UPME

Para la determinación del ingreso al productor de gasolina motor en Colombia, se consideró la Resolución 181602 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía, la cual estableció el procedimiento a seguir cuyo principio es la paridad de exportación. Posteriormente se realizó un análisis comparativo de las series históricas de los precios internos e internacionales en la Costa del Golfo, con el propósito de establecer la correlación existente y determinar el equivalente que permitiera la estimación de largo plazo.

Por el comportamiento presentado, se tomó como driver para la estimación de largo plazo el “Motor Gasoline - Refined Petroleum Product Price” de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2017 y de STEO de enero de 2018 del Departamento de Energía de los Estados Unidos DOE-EIA. La metodología colombiana establece una franja que garantizara un margen de estabilidad en los precios internos, mitigando la volatilidad del precio del crudo y sus derivados a los consumidores finales.

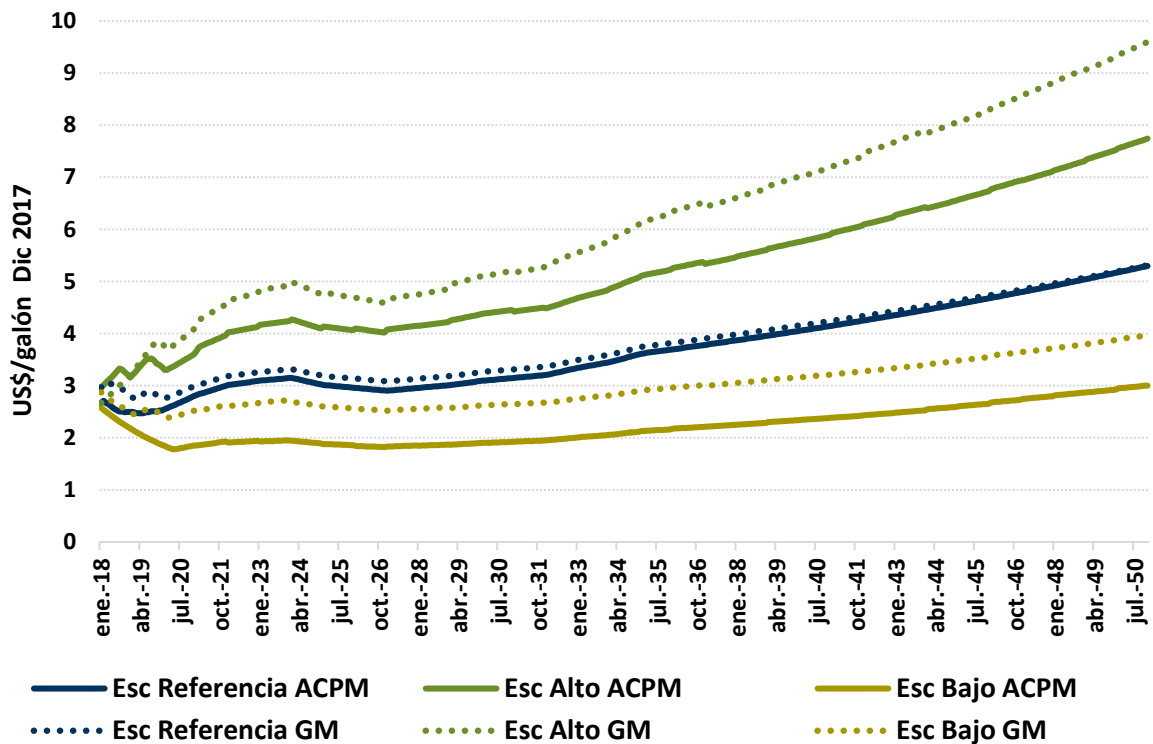
Los demás componentes de la estructura del precio que incluyen i) impuestos, ii) márgenes de distribución, iii) transporte y iv) otros elementos, siguieron la normatividad vigente para cada uno de los ítems, los cuales en su mayoría se ajustan con la inflación esperada. Posteriormente, se realizó un ejercicio de estimación del costo de la gasolina en estación de servicio en pesos por galón, con punto de referencia Bogotá y se adicionaron los componentes antes descritos.

El cálculo del ingreso al productor de ACPM, se determinó con la aplicación de la Resolución 181491 de 2012 y 90145 de 2014. Se basa en identificar las tendencias de los precios internacionales del ACPM y aplicarlas a los precios nacionales, por medio del promedio ponderado entre la paridad exportación y la paridad importación.

En el caso del ACPM se utilizó como driver para la estimación de largo plazo el “Destillate Fuel - Refined Petroleum Product Price” de los escenarios de corto y largo plazo tomados de AEO 2017 y de STEO de enero de 2018 del DOE-EIA, por la correlación presentada con este índice. Los demás componentes de la estructura del precio al igual que en gasolina, fueron proyectados aplicando la normatividad vigente para cada uno de los elementos que la conforman.

Los resultados se apoyan en tres escenarios del componente ingreso al productor, los cuales responden a tres hipótesis de precio spot de petróleo de largo plazo, mientras que los restante elementos que conforman la estructura del precio final permanecen constantes. La Gráfica 3-2 registra la estimación de precios (en términos reales de diciembre de 2017) de gasolina y ACPM en estación de servicio de Bogotá, donde se aplicó la metodología de cálculo definida actualmente en las resoluciones antes mencionadas.

Gráfica 3-2 Escenarios de Precios de Gasolina y ACPM-Estación de Servicio Bogotá

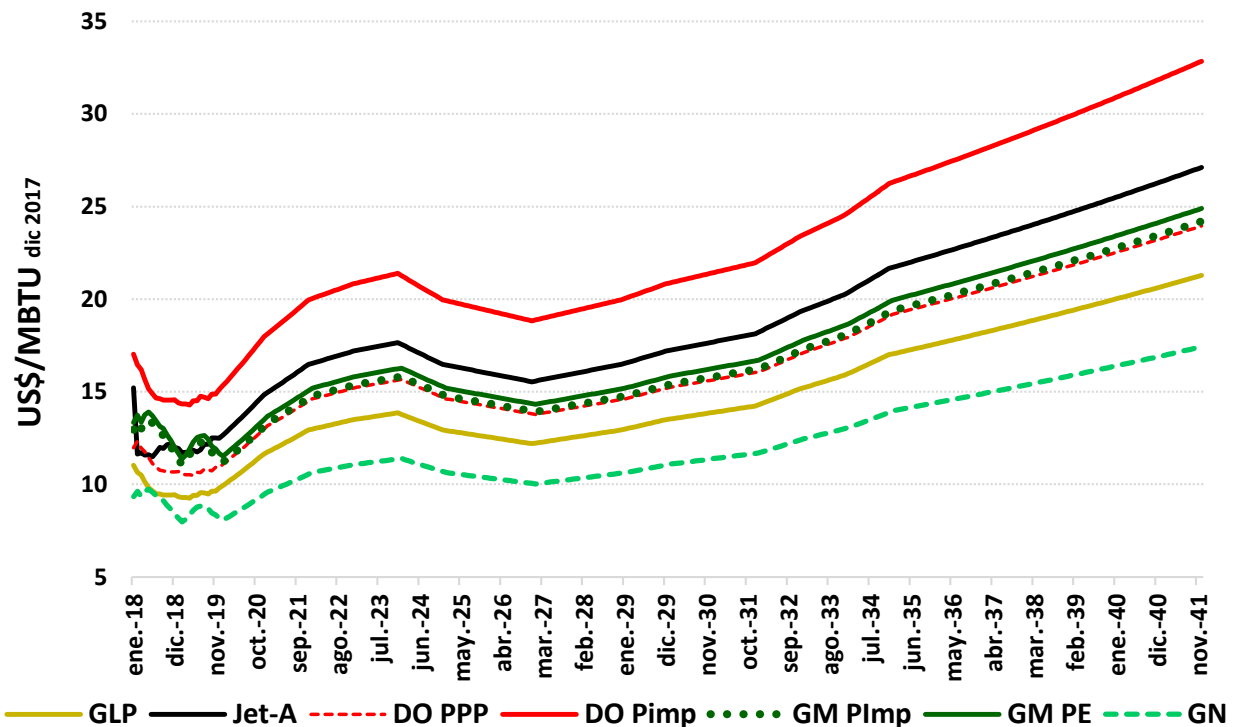


Fuente: UPME

Los resultados corresponden únicamente a la estimación de la porción fósil, mientras que la fracción de Biocombustible no se incluye, por la dificultad para el acceso a información de la evolución del comportamiento de mercado internacional de las materias primas utilizadas para su producción y que en el caso de etanol es el mínimo entre el valor de un techo (precio de venta al público de gasolina corriente en Bogotá) y el valor máximo entre el piso (estimación de costos de producción actualizados), el costo de oportunidad del azúcar y el fósil equivalente. En el caso de Biodiesel el ingreso al productor se define como el máximo entre un piso (valor mínimo de costos de producción actualizado con la devaluación y el IPP), el costo de oportunidad del aceite de palma y el fósil equivalente.

El escenario de precios de referencia en estación de servicio de Bogotá muestra relativa estabilidad a largo plazo (tendencial) además de una pequeña diferencia entre gasolina y ACPM, debido a que el precio internacional de ACPM es mayor que el de gasolina en la Costa del Golfo, pero en Colombia por la mezcla con biocombustible cambian las condiciones. Los otros dos escenarios de precios siguieron la misma técnica de cálculo que el de referencia, donde uno se caracterizó por una tendencia a la baja y otro escenario de precios altos que señala una diferencia importante entre gasolina y ACPM.

Gráfica 3-3 Escenarios de Precios de Energéticos



Fuente UPME

La Gráfica 3-3 presenta la proyección de precios de los distintos energéticos (GLP, Jet, Diésel promedio paridad ponderado, gasolina paridad de exportación y gas natural) bajo el escenario de referencia, los cuales fueron utilizados para la estimación de la demanda en los distintos sectores de consumo. Es de aclarar que el valor presentado corresponde al ítem ingreso al productor.

Se incluye además los precios de largo plazo del diésel y gasolina paridad de importación (DOPimp y GMImp), los que se calcularon considerando costo de oportunidad. Es decir al precio FOB se adicionó la totalidad de costos, gastos y tasas necesarias para ubicar el producto a la salida de la planta de despacho. En el caso de gas natural y de GLP se consideró igualmente producto importado y se estableció la competitividad de cada una de estas fuentes frente a los energéticos sustitutos.

4 LINEAMIENTOS METODOLOGICOS

Este capítulo presenta el marco conceptual que permite analizar la estructura de abastecimiento y confiabilidad tanto de petróleo, como de combustibles líquidos que fue utilizada en la elaboración de este plan indicativo de abastecimiento, para que se pueda asegurar la disponibilidad y suministro de la materia prima para los procesos de refinación y de combustibles líquidos al mercado nacional, en forma regular y continua, aun en eventos de fallas de alguno de los sistemas ya sea de oferta o transporte.

El planteamiento metodológico se basa en la elaboración de un análisis prospectivo del abastecimiento y confiabilidad en el suministro y transporte de petróleo y combustibles líquidos del sistema colombiano, a fin de determinar la capacidad del mismo, para atender la demanda de petróleo en la operación de las refinерías y la demanda de combustibles líquidos del mercado nacional, ante diferentes escenarios de oferta y demanda de petróleo en la refinерías y de combustibles y biocombustibles, bajo distintas contingencias que se puedan presentar en los sistemas de refinación y transporte.

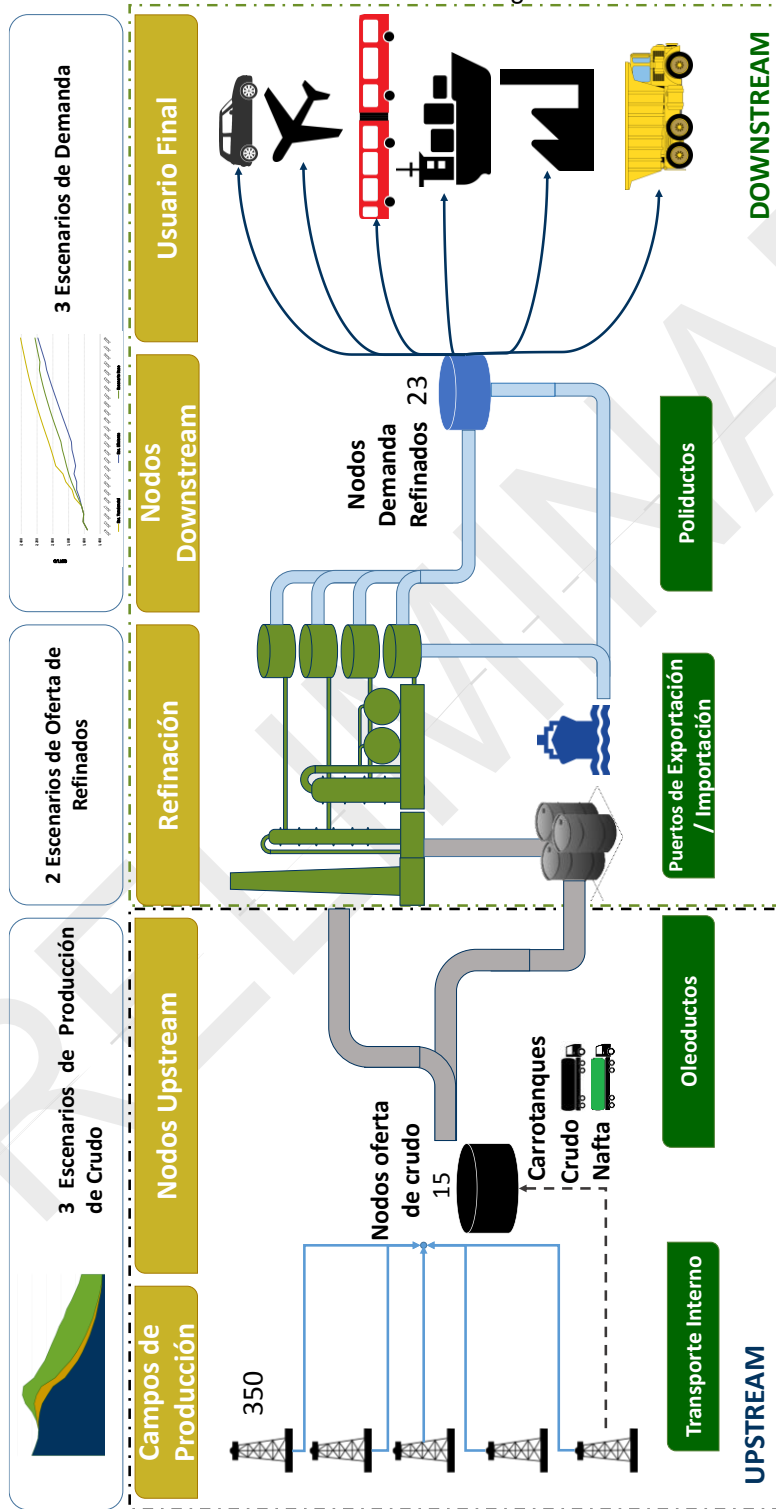
Para ello, se identifican los elementos que conforman la cadena de abastecimiento tanto en petróleo como en combustibles líquidos y se simulan diferentes condiciones críticas en los segmentos de dicha cadena que pudiera comprometer la confiabilidad del sistema de abastecimiento, tanto desde la perspectiva de “upstream” como de “downstream” (ver Gráfica 4-1).

Para realizar el análisis se desarrollaron dos modelos de simulación uno para la simulación de la operación del sistema de petróleo y el otro para la estructura de los combustibles. El análisis se inicia con modelamiento de las cadenas de suministro de petróleo y combustibles líquidos incluyendo los biocombustibles, considerando varios escenarios de producción de crudo de largo plazo, los cuales reflejan la coyuntura actual de precios y permiten simular el comportamiento del sistema colombiano desde los campos de producción hasta las refinерías.

Se utilizan tres escenarios de oferta de crudo que están dispuestos por campo de producción en cada una de las cuencas productivas del país y luego son agrupados por Nodo para asociarlos con el sistema nacional de transporte de crudo por ducto.

De esta forma, los escenarios de producción de petróleo podrán ser contrapuestos con la disponibilidad de capacidad de transporte para llevar el petróleo hasta las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena y mediante un modelo básico de comparación de flujos de producción esperada, se determina la disponibilidad existente para la evacuación del petróleo hacia refinерía, permitiendo una primera aproximación de las expansiones que pudiera ser necesario adelantar para solucionar la existencia de limitaciones en la capacidad de transporte por oleoductos si hay lugar a ello o a la utilización de transporte terrestre.

Gráfica 4-1 Metodología



Los flujos de llegada de crudo a cada refinería así como su calidad son comparados con la capacidad de refinación (información conocida de ante mano), lo que define los requerimientos de cargas a las refinerías (volumen y tipo de crudo) para procesamiento y el volumen y tipo de combustible producidos en un horizonte de 20 años. En este caso se utilizarán dos escenarios de oferta de combustibles para la refinería de Barrancabermeja (simulando actualización tecnológica y la situación actual).

Luego, el punto del análisis se centra en la producción de los combustibles líquidos derivados del petróleo, o combustibles básicos, los cuales hacen referencia a gasolina corriente básica, gasolina extra básica, ACPM y Jet Fuel. Se evalúa la capacidad del sistema para entregar los combustibles básicos resultantes del proceso de refinación del petróleo a los centros de distribución mayorista de combustibles, frente a diferentes escenarios de operación de la Refinería de Barrancabermeja como se señaló anteriormente, es decir con o sin modernización.

Al igual que en el caso anterior, se compara la producción de combustibles básicos y la capacidad de transporte por poliductos con la demanda nacional regionalizada, a fin de determinar potenciales faltantes o cuellos de botella que se presenten en la distribución de estos combustibles a los terminales de distribución mayoristas del país.

Para la estimación de la oferta de combustible local, se analiza la configuración de las dos refinerías y los factores de conversión crudo/productos, con el propósito de obtener la oferta total disponible que permitirá atender la demanda nacional. Junto con la proyección de demanda de combustibles básicos (tres escenarios) para cada uno de los productos objeto del análisis y por zona geográfica (consistente con el esquema de terminal de transporte), se contrasta con las capacidades de transporte de refinados desde las refinerías hasta los mercados incluida su capacidad de almacenamiento operativa y comercial en los terminales de distribución, lo cual permite dimensionar la flexibilidad con que se cuenta para atender interrupciones de suministro al mercado asociado con cada terminal. Este último aspecto resulta esencial para entender la dinámica de los inventarios físicos de productos en los mercados regionalizados.

La red de poliductos es sencilla y no presenta la complejidad de otros sistemas de redes, permitiendo atender la demanda desde muy diversos centros de almacenamiento. Adicionalmente, la circunstancia de que la fuente de suministro para el interior del país es una sola refinería con un punto de entrada adicional simplifica la apreciación del problema. También hace más fácil el abordaje del análisis el hecho de que la distribución de los productos desde los tanques de los terminales hasta los puntos donde los consumidores finales retiran el producto se realiza mediante carrotanques.

En el caso de oferta de biocombustibles, (alcohol carburante y biodiesel) se analiza la capacidad del sistema para entregar biocombustibles a las plantas de mezcla (refinerías y/o plantas de

abastecimiento mayoristas) bajo el escenario regulado de mezcla. Al igual que en el caso anterior, se compara la producción de biocombustibles y la capacidad de transporte terrestre con la demanda nacional regionalizada a fin de determinar potenciales faltantes o cuellos de botella que se presenten en la distribución de biocombustibles a las plantas de mezcla del país, incluyendo las capacidades de almacenamiento en los terminales de distribución, dimensionar la flexibilidad con que se cuenta para atender interrupciones de suministro al mercado asociado con cada terminal.

Teniendo en cuenta el alto grado de incertidumbre tanto en el entorno nacional como en el internacional, en resumen la evaluación aquí realizada incluye la simulación del sistema de abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos colombiano bajo las siguientes condiciones: i) tres escenarios de oferta de crudo, ii) la topología del sistema de transporte de petróleo, iii) la Refinería de Cartagena en operación después de la expansión y la de Barrancabermeja con y sin plan de modernización, iv) la topología del sistema de transporte por poliductos y v) tres escenarios de demanda en los terminales.

Dado que es necesario realizar el abastecimiento bajo la consideración de elementos críticos, el análisis considera inicialmente la perspectiva estructural o de abastecimiento, que comprende la simulación del sistema colombiano bajo un análisis de oferta y demanda de petróleo y de combustibles proyectado ambos en el tiempo.

En caso de presentarse un déficit ya sea de petróleo a las refinerías o de combustibles, será necesario implementar medidas firmes que permitan importar petróleo o combustibles, hasta tanto se presenten cambios en esta situación. Posteriormente el análisis se realiza desde una perspectiva coyuntural o de contingencias, donde se identifican las que pueden ocurrir en el sistema tanto de abastecimiento de petróleo a las refinerías, como de suministro de combustibles a los mercados. Por ejemplo salida prolongada del oleoducto de mayor capacidad en el sistema de transporte, salida de la refinería de Barrancabermeja o en Cartagena, y salida del sistema de transporte estratégico de combustibles.

Los resultados del análisis en los segmentos “upstream” y “downstream” permiten diagnosticar la situación de abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos identificando las dificultades del proceso, las cuales pueden ser o bien déficit de producción de crudo y/o combustibles, o déficit de transporte, insuficiencia en el almacenamiento o una combinación de las anteriores, o también presencia de contingencias que pueden afectar la atención de la demanda, tanto en el corto como en el largo plazo, a fin de determinar si son dificultades transitorias, o si por el contrario, es necesario preparar el sistema para una situación de déficit estructural.

El análisis de contingencias, precisará la vulnerabilidad del sistema ante la ocurrencia de estos eventos y en respuesta a esta situación, se definirán los ajustes en infraestructura de transporte, puertos o almacenamiento que se requieren para cumplir el nivel de confiabilidad deseado. En este

marco de referencia, el análisis del abastecimiento y la confiabilidad serán tratados de manera independiente y posteriormente se consolidarán sus resultados a fin de obtener una visión integrada del sistema colombiano de petróleo y combustibles a mediano y largo plazo. En tal sentido y para este ejercicio de planeación, los dos conceptos se estructuran así:

Abastecimiento: Se refiere a la capacidad del sistema de oferta de petróleo y combustibles, tanto de producción propia como importada, y de la red de oleoductos y poliductos, para atender la demanda nacional de combustibles a mediano y largo plazo, bajo escenarios definidos de producción de petróleo, infraestructura de transporte y demanda de productos.

Confiabilidad: Concierno a la capacidad del sistema de oferta de petróleo y combustibles, tanto de producción propia como importada, y de la red de oleoductos y poliductos para atender de manera continua la demanda de productos combustibles en los terminales de distribución en caso de falla en alguno de los elementos del sistema.

Finalmente, si bien la combinación de los diversos escenarios proporciona un amplio espectro de posibilidades y cuando se trate de plantear aspectos concluyentes, la evaluación se centrará en el desarrollo de un sistema de abastecimiento de petróleo y combustibles líquidos que permita plantear una visión sobre el sistema colombiano de refinación, transporte y distribución de combustibles a partir de un **escenario de referencia** de análisis con la flexibilidad de plantear opciones diferentes de dicho escenario, para atender requerimientos de confiabilidad. Por tanto, se consideró como el escenario de referencia de análisis el siguiente:

Escenario bajo de producción de petróleo, el cual se elaboró a partir de las reservas probadas, probables y posibles, más los aportes de recuperación mejorada definidas para dicho escenario. Este escenario comprende producción a partir de reservas 3P más producción incremental con base en recuperación mejorada lo que resulta más factible de incorporar en el corto y mediano plazo considerando que las reservas existen y de lo que se trata es de aplicar herramientas de tecnología para mejorar el factor de recobro. El escenario está preparado por campo de producción en cada una de las cuencas productivas del país y además se agrupan dichos campos por nodo del sistema nacional de transporte.

En oferta de combustibles se asume como escenario base la operación de las refinерías tanto de Cartagena como de Barrancabermeja sin modernización, considerando sus unidades, factores de conversión y oferta de productos con base en información reportada por expertos, reportes de carácter público e información de ECOPEPETROL S. A. Sin embargo, aunque en la actualidad no se conoce una fecha estimada para la entrada en operación de la ampliación de la refinерía de Barrancabermeja y ciertamente ECOPEPETROL no ha hecho un planteamiento sobre ese particular, se simulará la entrada de la modernización en el año 2023 como ejercicio de sensibilidad, estimando

que un periodo de 6 años a partir de ahora, es suficiente para tomar las decisiones de construcción del proyecto y su entrada en operación

En cuanto a demanda se considera el escenario base por producto que refleja de mejor manera la dinámica de los sectores de transporte e industria a nivel de nodo. Incorpora dentro de la demanda el concepto de ingreso al país por canales no formales, por considerar que un Plan Indicativo de Abastecimiento y Confiabilidad debe incluir la demanda nacional de manera integral.

5 PROSPECTIVA DE OFERTA Y DEMANDA

El presente capítulo contiene los principales aspectos relacionados con la prospectiva de oferta de petróleo y derivados y de la demanda de combustibles líquidos, utilizando para ello variables significativas, elementos socioeconómicos, ambientales, etc, que junto con hipótesis relevantes en el largo plazo, pueden definir la trayectoria y evolución de los sistemas de producción de crudo, de derivados y de consumo de combustibles, que permiten luego realizar balances nodales a fin de reducir el grado de incertidumbre existente y establecer ordenes de magnitud en los requerimientos de oferta y de infraestructura.

Se trata entonces de un ejercicio de proyección que comprende toda la secuencia de actividades de la cadena de petróleo y combustibles cuyo objetivo final es la entrega de los combustibles que requiere el mercado colombiano para los próximos años. Tratándose de un ejercicio de esta naturaleza, donde a su vez intervienen un amplio número de variables, ha sido necesario realizar supuestos de diferente índole a fin de llegar a resultados plausibles.

5.1 Escenarios de Oferta de Petróleo

El análisis se inicia con la estimación de escenarios de oferta futura todas las categorías de reservas teniendo en cuenta los cambios recientes en la industria internacional de hidrocarburos y el contexto de negocios del sector a nivel nacional, con el fin de determinar las implicaciones del entorno en el comportamiento de las actividades de exploración y de producción. La definición de escenarios de crudo permite una evaluación del balance de carga a refinería y de excedentes de exportación.

Para la estimación, se identificaron variables tanto críticas de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos, como de contexto que presentan un alto nivel de incertidumbre y que pudieran afectar con mayor fuerza el futuro del sector durante el período 2018-2037.

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.

La construcción de los escenarios se realiza a partir de cinco fuentes de recursos: a) reservas probadas de cada campo existente de fuentes convencionales; b) reservas probables y posibles tomando como base el perfil de producción reportado por las empresas operadoras; c) recursos prospectivos provenientes del desarrollo de proyectos de recobro mejorado y de incremento del factor de recobro; d) descubrimiento (Yet to Find) y e) hallazgos de recursos no convencionales.

Reservas Probadas: este componente hace referencia las reservas certificadas de los campos existentes según los reportes de las empresas a la Agencia Nacional de Hidrocarburos y toma en cuenta el perfil de producción de las reservas informadas en el periodo 2018–2037.

Reservas Probables y Posibles: corresponden a la categoría de reservas no desarrolladas, pero reportadas por los operadores y cuentan con un nivel diferente de incertidumbre con respecto a su efectiva incorporación. Se deben realizar supuestos diferentes para cada escenario que depende en gran medida del precio del hidrocarburo.

Reservas Provenientes de recuperación Mejorada: este componente de recuperación mejorada busca incorporar potenciales incrementos en producción por mejoramiento del factor de recobro de campos existentes considerando proyectos propuestos por las empresas operadoras. La construcción de este componente toma en cuenta hipótesis individuales para cada proyecto de recuperación mejorada que se encuentra en pruebas piloto y por lo tanto su potencial impacto aún no se ha reflejado en los reportes de reservas probadas, probables o posibles.

Recursos por Descubrir: El desarrollo de este ítem toma en cuenta hipótesis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos (“Yet To Find”) de crudo convencional, crudos pesados, e hidrocarburos offshore conforme con estudios de prospectividad de las cuencas (crudos pesados, convencionales y gas) y expectativas de los actores de la industria, del análisis histórico de exploración por cuenca y los compromisos de actividad exploratoria vigentes con la ANH, entre otros. A partir de este análisis se limitó la incorporación de reservas de algunas cuencas y se estimó el número de campos incorporados en el horizonte de análisis, especialmente para los proyectos offshore.

Para la definición de las reservas a incorporar en cada escenario se realizó un análisis Top-Down que parte de los valores P90 estimados para recursos yet to find (YTF) por múltiples consultorías realizadas por ANH. Paralelamente se efectuó análisis Bottom-Up para determinar el número de campos potenciales por descubrir y su tamaño con base en las expectativas de los actores de la industria, del análisis del historial de exploración por cuenca y los compromisos de actividad exploratoria vigentes con la ANH.

Recursos No Convencionales: Este elemento incluye hipótesis sobre hallazgos, desarrollo y producción de recursos tales como; CBM (gas asociado a carbón), Shale Oil y Shale Gas en las cuencas Cesar, Rancheria, Magdalena Medio y Cordillera Oriental. Para su desarrollo se empleó información suministrada por la ANH, por estudios realizados por distintos consultores, así como hipótesis para perfiles de producción obtenidas de un estudio detallado de recursos no convencionales realizado en el 2016. No se estima la incorporación de reservas de este tipo de recursos en los próximos 10 años por bajos precios internacionales del petróleo que han afectado

el atractivo económico de los proyectos y también a la dificultad para obtener licencias ambientales para operaciones de fracturamiento hidráulico a gran escala.

La incorporación de reservas en cada escenario toma en cuenta los parámetros referenciales de las variables críticas y los efectos que la variación en los precios del petróleo, puede tener en cada uno de los escenarios. Sobre la base de esas consideraciones, se incluye un perfil posible de hallazgos por campos y se realiza una estimación del potencial de reservas a recuperar según tres escenarios: 1-Bajo; 2-Medio; 3-Alto. A partir de cada escenario se construye un perfil de producción incluyendo los tiempos de exploración y desarrollo típicos para cada tipo de recurso.

5.1.1 Escenario Bajo

Este escenario se caracteriza por precios de crudo entre 45 y 55 dólares por barril, resultado de un mercado internacional con leve crecimiento en la demanda, asumiéndose una media de 50 dólares por barril para la evaluación de proyectos, nivel que limita la incorporación de proyectos de crudos pesados y de recobro mejorado.

No se observan mayores desarrollos de tecnología con un impacto a gran escala en los factores de recobro y las economías estrechas no permiten desarrollar los recursos no convencionales. Sin embargo, si se incluye parte producción incremental con base en recuperación mejorada lo que resulta más factible de incorporar en el corto y mediano plazo considerando que las reservas existen y de lo que se trata es de aplicar herramientas de tecnología para mejorar el factor de recobro Los resultados son presentados en la Tabla 5-1.

En el escenario bajo se considera moderado ritmo de nuevas inversiones y compromisos de capital y ello impacta en un desarrollo más lento de los recursos prospectivos. Se asume que los aspectos ambientales empeorarán debido a la presión de múltiples agentes de Estado de índole nacional y local, impactando en una baja viabilidad para obtener licencias destinadas a proyectos de recursos no convencionales o en áreas ambientalmente sensibles.

Tabla 5-1 Estimación de Reservas Escenario Bajo

Hipótesis	Recuperación %	Volumen Total MBBL
Reserva Probadas	100	1,718
Reservas Probables	75	586
Reservas Posibles	50	213
Recuperación Mejorada	50	678
Yet To Find		-
Recursos No Convencionales		-

Fuente: UPME

De acuerdo con las estimaciones realizadas para cada uno de los cinco componentes explicados anteriormente, el escenario bajo cuenta con un total de 3,209 millones de barriles, de los cuales 1,718 son existentes, 799 corresponden a descubrimientos no desarrollados y 678 hacen referencia a reservas a incorporar de 18 proyectos propuestos por empresas operadoras. Este escenario no considera hallazgos de las categorías “yet to find” y de recursos no convencionales.

5.1.2 Escenario Medio

El escenario medio se determina utilizando precios de crudo que oscilan entre los 55 y 65 dólares por barril, en un mercado equilibrado de oferta y demanda con una media de 60 dólares el barril para la evaluación de proyectos. No obstante ante este escenario de precios, se estima un bajo interés de las empresas operadoras para la exploración y desarrollo de hidrocarburos no convencionales.

Este nivel de precios es suficiente para la incorporación de reservas de algunos proyectos de crudos pesados y cierta cantidad de proyectos de recobro mejorado, permitiendo la agregación de reservas suplementarias a las existentes y por ende un mayor nivel de producción. Para el desarrollo de la categoría de recuperación mejorada se considera un mejoramiento en los tiempos de emisión de permisos necesarios para realizar los proyectos piloto tendientes a la evaluación de cada uno de los proyectos contemplados.

La incorporación anual de reservas en este escenario se comparó con el desempeño histórico de Colombia y se asume un promedio de incorporación alineado a las incorporaciones de los últimos tres años pero inferior al promedio de los últimos cinco años debido a la menor actividad exploratoria y los menores precios del petróleo asumidos con respecto a lo observado en el último quinquenio. La Tabla 5-2, registra la información del escenario base de incorporación de recursos.

Tabla 5-2 Estimación de Reservas Escenario Medio

Hipótesis	Recuperación %	Volumen Total MBBL
Reserva Probadas	100	1,718
Reservas Probables	90	703
Reservas Posibles	75	320
Recuperación Mejorada	75	1,018
Yet To Find	50	1,571
Recursos No Convencionales		-

Fuente: UPME

Este escenario supone que buena parte de las reservas 3P (probadas, probables y posibles) serán producidas y que el 75% de las reservas a incorporar en los 18 proyectos de recuperación mejorada se materializan. Adicionalmente, se estiman descubrimientos que permiten la adición de 2,589 millones de barriles en los próximos 20 años. El escenario medio cuenta con un volumen total de 5.329 millones de barriles, con un potencial de producción cercano al millón barriles día en 2021 y descubrimientos del orden de 104 millones de barriles año.

5.1.3 Escenario Alto

Este escenario se caracteriza por la incorporación de nuevas reservas impulsadas por un entorno de precios favorable mayor a 60 dólares el barril, resultado de un mercado internacional con mayor crecimiento de la demanda con respecto a la oferta. Se asume una media de 70 dólares barril que permite incorporación de proyectos de crudos pesados, recobro mejorado y recursos no convencionales.

El escenario alto asume aumento del factor de recobro por la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada incluyendo proyectos que utilizan inyección de vapor, además de la incorporación de totalidad de reservas probadas, probables y posibles. El planteamiento aquí expuesto sugiere que los grandes proyectos de recuperación mejorada son realizados, teniendo en cuenta que se logra el aprendizaje técnico en los pilotos, ilustración requerida para llevarlos a cabo. Como los proyectos son intensivos en capital, los precios en este escenario permiten su implementación.

Los buenos resultados en materia de prospectividad incentivan la inversión en el desarrollo de recursos no convencionales y se incrementa la actividad en el offshore. Las hipótesis de reservas por descubrir en este escenario ascienden a 4,100 millones de barriles en los próximos 20 años, de los cuales 500 millones de barriles corresponden a recursos no convencionales, significando nuevos descubrimientos del orden de 160 millones de barriles año; resultados que consideran un mayor optimismo, altos precios y condiciones de estabilidad económica y de crecimiento sostenido en el país. Ver Tabla 5-3.

Tabla 5-3 Estimación de Reservas Escenario Alto

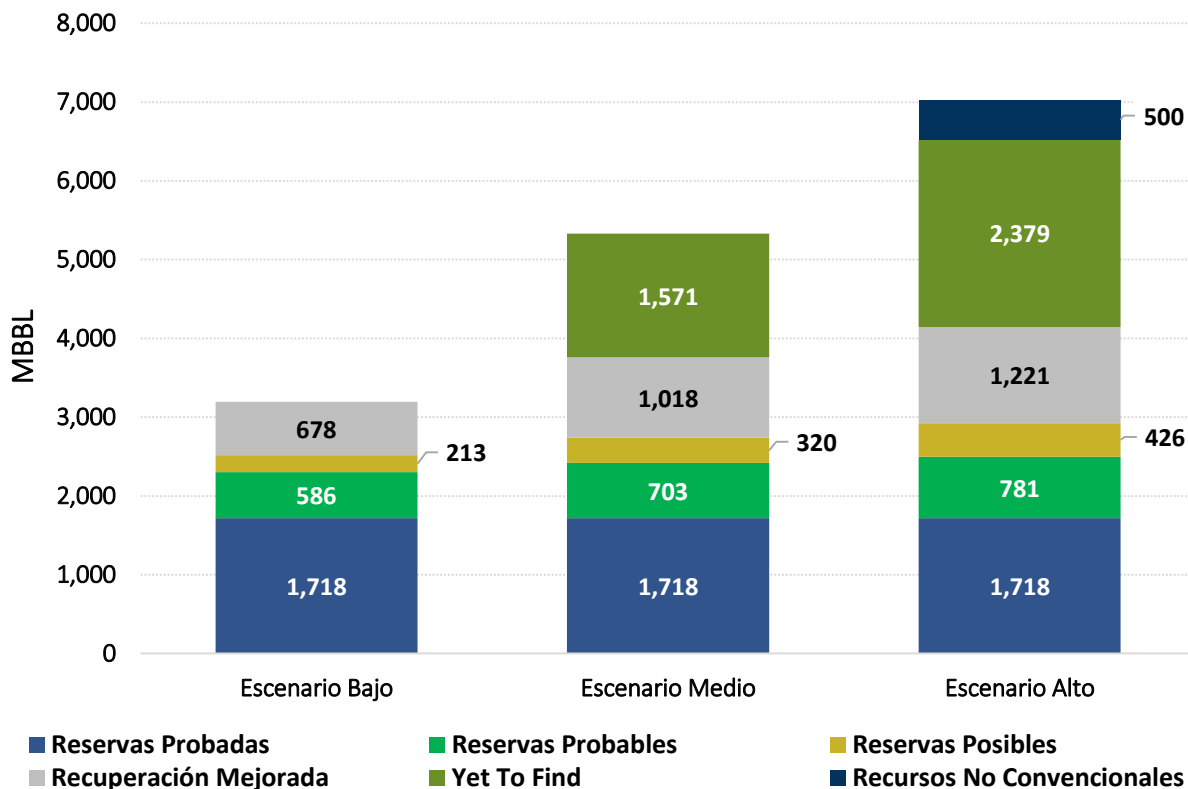
Hipótesis	Recuperación %	Volumen Total MBBL
Reserva Probadas	100	1,718
Reservas Probables	100	781
Reservas Posibles	100	426
Recuperación Mejorada	90	1,221
Yet To Find	75	2,379
Recursos No Convencionales		500

Fuente: UPME

En este escenario se estima que en los próximos 20 años, el 90% de las reservas asociadas con el desarrollo de los 19 proyectos de recuperación mejorada considerados se adicionan, las cuales suman 1,257 millones de barriles. En el escenario la máxima oferta potencial podría llegar a incrementar los actuales niveles de producción en una cuarta parte hasta los 1.24 millones de barriles día en el año 2023, que a su vez conlleva retos en el desarrollo de infraestructura.

Los escenarios propuestos dependen de unos niveles de inversión que si bien se estarían alcanzando en el escenario bajo y medio, deben sostenerse en el largo plazo, reto que el sector afronta en periodo de precios internacionales inferiores a 100 USD/BBL. Es evidente que actualmente existen factores que están modificando de manera favorables las condiciones adversas que soportó el sector en los últimos tres años y que generaron una disminución de la prospectividad en Colombia. La estimación de reservas potenciales según la fuente de recursos y de cada uno de los escenarios se presenta en la Gráfica 5-1.

Gráfica 5-1 Estimación de Reservas de Petróleo a Incorporar Según Escenario

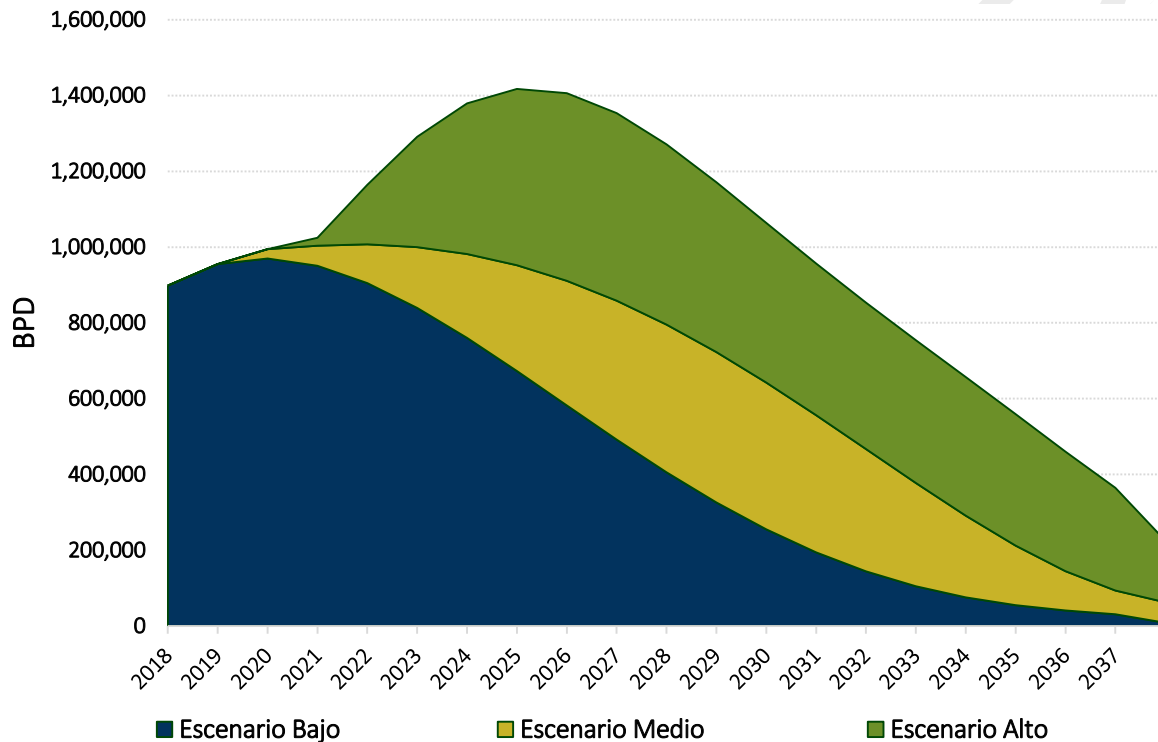


Fuente: UPME

Con base en los supuestos utilizados para la construcción de los escenarios se generan distintas curvas de producción de petróleo, que toman en cuenta tiempos de exploración y desarrollo típicos y reflejan una gama de posibilidades de suministro y que se resumen en la Gráfica 5-2.

El escenario bajo está constituido por la sumatoria de las áreas correspondientes a las reservas probadas más la contribución de los volúmenes de producción con reservas probables y posibles y los correspondientes a recuperación mejorada (EOR), en tanto que el perfil de producción de escenario medio corresponde a la agregación del escenario bajo más la producción proveniente de nuevos descubrimiento y un mayor aporte de las reservas descubiertas y de los proyectos EOR.

Gráfica 5-2 Escenarios de Producción de Petróleo



Fuente: UPME

Como se observa en dicha gráfica, la producción del escenario bajo comienza en niveles del orden de 920 mil barriles por día; presentando un descenso continuo y sostenido durante todo el horizonte de estudio. El escenario medio muestra un nivel de producción que inicia en 950,000 barriles por día que se incrementa paulatinamente hasta 2023 cuando se alcanza un pico de 1.06 millones de barriles día y luego desciende paulatinamente hasta el final del periodo de estudio. Mientras tanto el escenario alto alcanza un máximo de producción en 2027 con un poco más de 1.4 millones de barriles día, y luego inicia su proceso normal de declinación.

Una vez establecidos los escenarios de producción, los cuales están subordinados a cada uno de los campos de producción de petróleo existente, (de los cuales se dispone ubicación, municipio, departamento y cuenca, se conoce el monto de las reservas probadas, probables y posibles a 31 de diciembre de 2017, además de información relevante sobre propiedades de los crudos, tales

como gravedad API y contenido de azufre), dicha producción es movilizadada hasta un centro de acopio o Nodo que permite luego su movilización a refinería o a puerto de exportación.

5.2 Distribución de la Producción por Nodos

Como el objetivo fundamental en este punto es el de garantizar el abastecimiento pleno de las refinerías para determinar excedentes o déficits en la producción y los posibles cuellos de botella en el transporte del crudo, partiendo de los perfiles de producción identificados para cada uno de los campos, estos se ubican en un NODO de producción, donde se agrupan las producciones por calidad de crudo, de manera que se cumplan los requerimientos básicos de carga de crudo para proveer a las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja la dieta requerida

Cada Nodo representa un centro de acopio del crudo proveniente de los campos ubicados en su área de influencia o de los campos geográficamente más próximos y que corresponde al punto de arranque de un oleoducto. El crudo es movilizadado a cada Nodo por tubos secundarios o carrotanques. En la Tabla 5-4 se presentan los Nodos seleccionados, para el análisis y en la Gráfica 5-3 se presenta la ubicación geográfica de cada Nodo

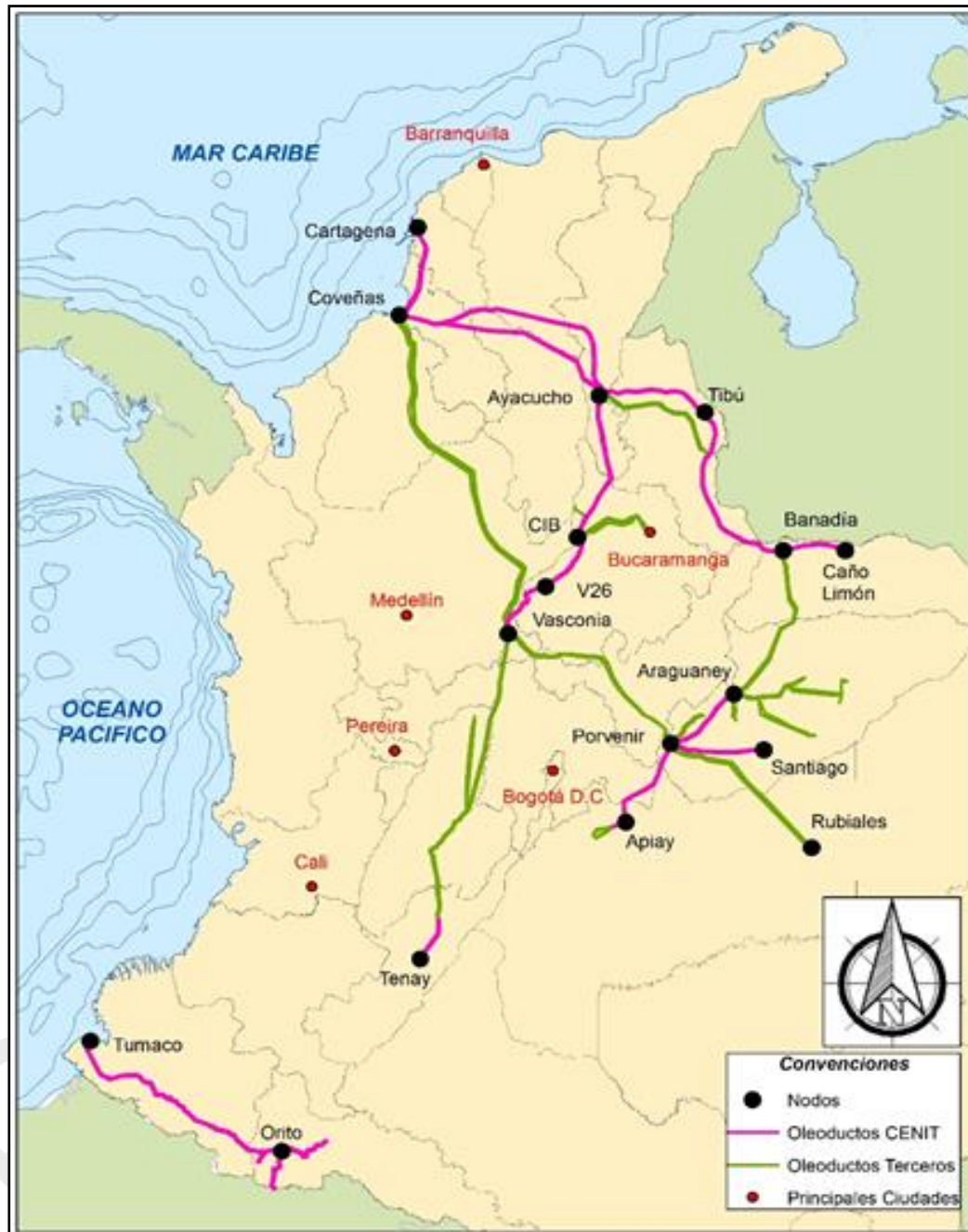
Tabla 5-4 Nodos de Agregación de Oferta de Crudos

Nodo	Capacidad de Almacenamiento del Nodo [BBL]	Oleoducto Asociado
Apiay	950,000	Apiay-Porvenir
Rubiales	1,000,000	Rubiales- Porvenir
Araguaney	950,000	Porvenir - Araguañey o Santiago- Araguañey-
Santiago	850,000	Santiago-Porvenir o Santiago-Banadía
Caño Limón	1,000,000	Caño Limón-Banadía (*)
Banadía	50,000	Banadía-Ayacucho (*)
Porvenir	1,000,000	Porvenir-Vasconia (Ocensa)
Orito	150,000	Orito-Tumaco
Tenay	40,000	Tenay-Vasconia
Vasconia	2,000,000	Vasconia-Coveñas (Ocensa) Vasconia-Coveñas (ODC) Vasconia-Galán (GCB)
Velásquez 26	85,000	Velásquez 26-Galán
CIB	2,000,000	CIB-Ayacucho
Tibú	60,000	Tibú-Ayacucho
Ayacucho	25,000	Ayacucho-Coveñas (*) Ayacucho-Galán
Coveñas	200,000	Coveñas-Cartagena

(*)El antiguo oleoducto Caño Limón-Coveñas cambió su nombre a Oleoducto Bicentenario a partir de Banadía.

Fuente: UPME

Gráfica 5-3 Localización de Nodos de Agregación de Crudo



Fuente: UPME

Los Nodos definidos se pueden clasificar en dos grupos: Nodos generales y Nodos de concentración. Los Nodos generales corresponden a aquellos nodos iniciales del sistema cuyo

análisis no reviste mayor complejidad por cuanto solamente reúnen la producción del área. En este grupo caen los Nodos de Apiay, Rubiales, Araguaey, Santiago, Caño Limón, Tibú, Tenay y Orito.

Los análisis que se describen a continuación aplican para cada uno de los nodos generales. Una vez se conocen los perfiles de producción del escenario de reservas elegido (en este caso el escenario bajo de oferta), se calcula para cada nodo los volúmenes totales de crudos que llegan al nodo y las calidades resultantes de dicha mezcla.

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.

También se efectúa un análisis del almacenamiento disponible en cada Nodo, calculando los días de flexibilidad operacional, para establecer las necesidades adicionales de almacenamiento, que permitan cubrir un periodo específico de tiempo (almacenamientos de seguridad, operacional) y se define el año de máxima necesidad de almacenamiento.

Después se ubica el oleoducto correspondiente al nodo analizado y se cuantifica los factores de afectación de cada oleoducto, (cuando la °API de la mezcla es menor a la utilizada para el diseño del ducto), corrigiéndose la capacidad del mismo según la calidad de la mezcla de crudos a transportar. Finalmente se determina los volúmenes máximos que se pueden transportar cada año y el volumen remanente, si existe, es enviado por carrotanques al nodo que se defina su envío.

Este proceso se repite para cada nodo y oleoducto, detectando los sistemas deficitarios, los volúmenes que deben ser transportados por carrotanque y, medir el impacto en la producción que podría tener una limitación parcial o total en el transporte terrestre o la salida de operación en un sistema determinado. Después de realizar los análisis para cada Nodo individual, se adelantan los cálculos de concentración de cada Nodo, es decir aquellos que reciben producción de otros Nodos y se convierten en un punto de recibo y/o despacho, que permite reenviar o distribuir los volúmenes de crudo a los Nodos siguientes: Banadía, Porvenir, Vasconia, CIB, Ayacucho, Coveñas y Cartagena.

5.2.1 Nodo Banadía

Con la operación del Oleoducto Bicentenario, la estación Banadía que antes era un estación intermedia del oleoducto Caño Limón –Coveñas, pasó de ser un Nodo de paso a uno de concentración, recogiendo, la producción propia del área, y el crudo provenientes de los Nodos Caño Limón, Araguaey y Santiago, siendo una nueva posibilidad de operación del Sistema.

5.2.2 Nodo Porvenir

Este Nodo acopia la producción de 4 de los 5 sistemas de transporte existentes en el área de los Llanos, además de la producción propia de su área de influencia (Cusiana, Cupiagua, etc.) recibe de: Apiay, Rubiales, Araguaey y Santiago, cada uno con volúmenes y calidades diferentes, y se transportan por el oleoducto Porvenir – Vasconia. Según información de la empresa CENIT existe una interconexión entre Monterrey (asociado al nodo Porvenir) y el oleoducto Bicentenario.

Este sistema recoge la producción de los Nodos Araguaey 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 Araguaey 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 Araguaey, 3- producción de Santiago, 4- producción de Apiay y 5- producción de Rubiales.

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.

Por definición, todos los carrotanques que se requieran para mover los excedentes de producción en los Llanos (con excepción de la producción en Arauca), cubrirán la ruta Llanos – Vasconia, donde se asume que son descargados y el crudo es bombeado por los sistemas disponibles, bien sea hacia la Refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto de Coveñas⁷, para ser reenviado hacia la Refinería de Cartagena o finalmente exportado.

5.2.3 Nodo Vasconia

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. La secuencia de cargue es: en primer lugar, toda la producción que llega a Vasconia está disponible para completar la carga de la refinería, utilizando el oleoducto Vasconia

⁷ En la actualidad Coveñas carece de facilidades de recibo de crudos por carrotanques. Dependiendo del escenario de producción que se utilice, el modelo cuantifica el déficit de transporte y considera la opción de carrotanques a Coveñas

Galán. En caso que la capacidad del tubo se vea superada por la demanda, el déficit se lleva por carrotanques. Una vez suplida el volumen de la refinería (Barrancabermeja) se procede a cargar en su orden los oleoductos ODC y OCENSA hacia Coveñas. Si quedan crudos excedentes en Vasconia, el siguiente paso es cargar el sistema Vasconia Galán Ayacucho.

Para el efecto, es necesario haber realizado previamente el análisis del Nodo de Ayacucho, la producción propia del área y los crudos que recibe de Tibú, y haber calculado la capacidad disponible en el Oleoducto Ayacucho Coveñas, corregida por la °API de las mezclas.

Se procede entonces a evaluar los máximos volúmenes que se pueden transportar por el sistema Vasconia Galán (máxima capacidad disponible después de cargar la refinería), Galán Ayacucho con máxima capacidad corregida con la °API de la mezcla y el volumen disponible en el oleoducto Ayacucho Coveñas recién calculado. El menor de estos tres volúmenes es finalmente transportado hacia Coveñas por la ruta alterna Vasconia - Galán - Ayacucho - Coveñas.

5.2.4 Nodo CIB (Refinería de Barrancabermeja)

El Nodo CIB recibe los crudos de su área de influencia, los despachos provenientes de Vasconia y Velásquez 26; administrando la carga de la Refinería de Barrancabermeja. En principio la refinería se carga a su máxima capacidad, independiente de los escenarios de demanda de combustibles.

La refinería cuenta con cierto grado de flexibilidad para producir gasolinas o destilados medios según se requiera, y cuenta con el recurso de exportar los excedentes de unos e importar los faltantes de otros para ajustarse a las demandas del mercado nacional. Así el orden de cargue es el siguiente: 1- producción del área, 2- oleoducto Ayacucho-CIB (que transporta crudo Caño Limón+ Tibú + producción propia del área) , 3- oleoducto Tenay-Vasconia, 4- oleoducto Porvenir-Vasconia, 5- producción Velásquez 26, 6- carrotanques Velásquez 26, 7- producción Vasconia, 8- carrotanques Vasconia, 9- Importación.

5.2.5 Nodo Ayacucho

Es el último de los Nodos de concentración del sistema. Además de la producción propia del área recibe del oleoducto Bicentenario. Si bien el Nodo de Tibú tiene una línea independiente hasta Ayacucho, por facilidad en el análisis se utiliza el oleoducto Bicentenario para evacuar la producción.

En primera instancia, la totalidad de los crudos de Ayacucho, Tibú y Caño Limón están disponibles en Ayacucho para ser enviados a Barrancabermeja. Los saldos, se cargan en la línea Ayacucho-Coveñas 16". Si quedan excedentes, se transportan por carrotanque hasta Coveñas, y también la producción que se reciba del sistema Vasconia- Galán-Ayacucho.

5.2.6 Nodo Coveñas

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.

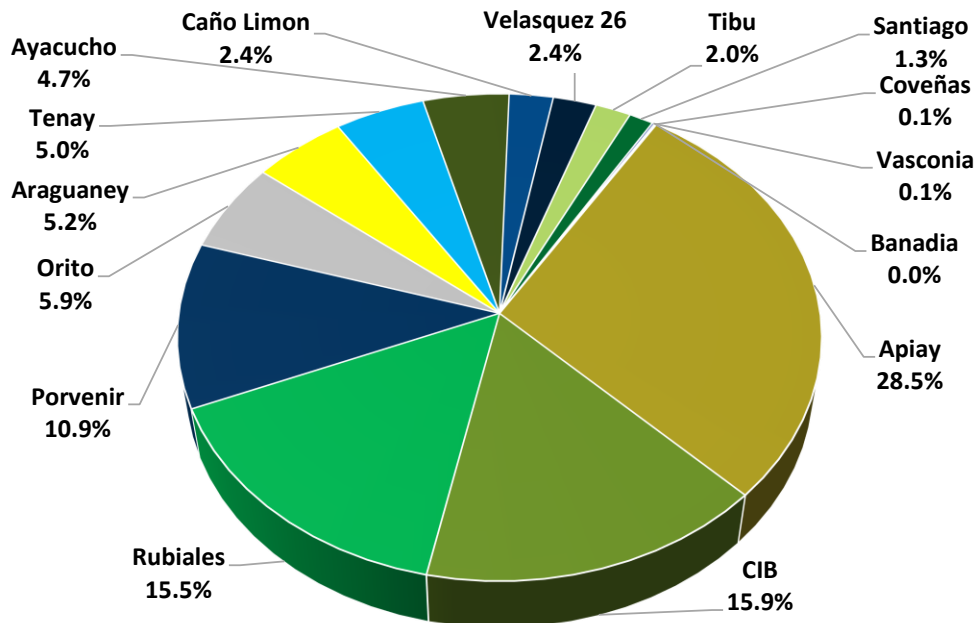
5.2.7 Nodo Cartagena

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

5.3 Distribución de Reservas por Nodo

Los resultados de distribución y agregación de las reservas por Nodo, así como los volúmenes de producción en el horizonte de análisis, a continuación se presentan en las Gráfica 5-4 y Gráfica 5-5.

Gráfica 5-4 Distribución de Reservas por Nodo – Escenario Bajo

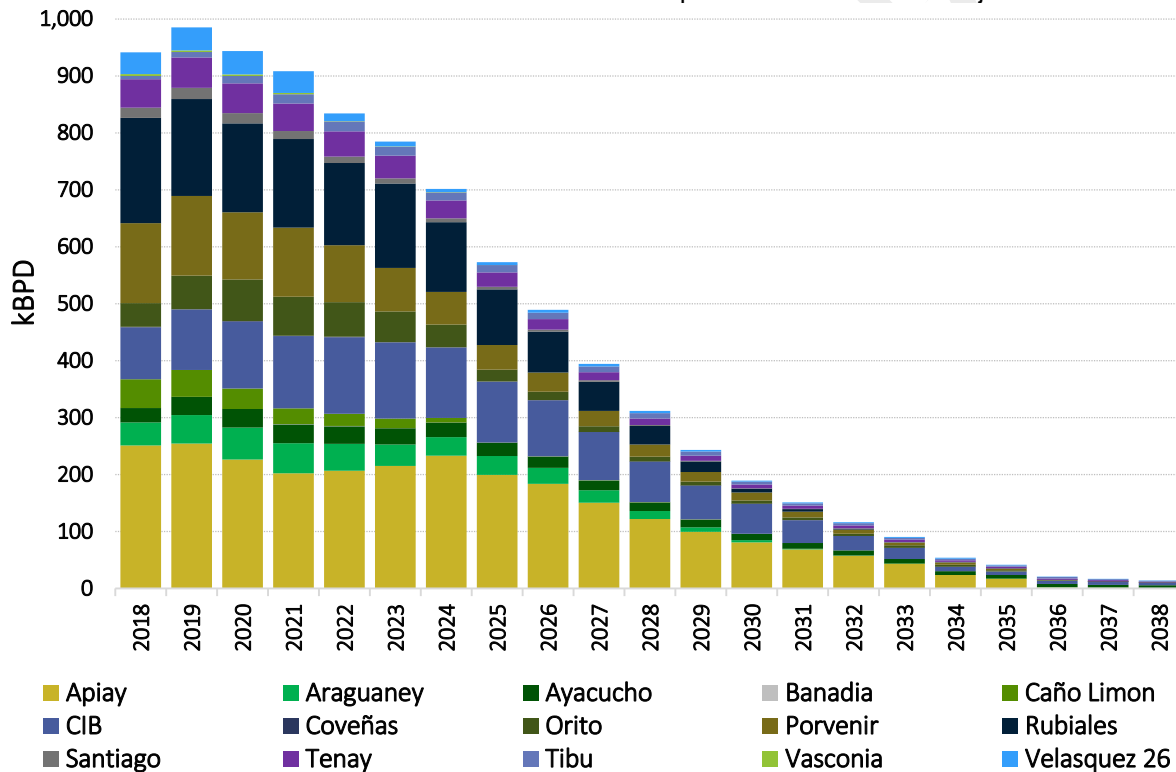


Fuente: UPME

Según los resultados, los nodos de mayor agregación de reservas de crudo son los de Apiay y Rubiales con una contribución del 28.5% y 15.5% correspondientemente, ello en razón a que se trata de la localización geográfica donde se encuentran los yacimientos que disponen de la mayor cantidad de reservas probadas de petróleo existentes en el país, como es la cuenca de los Llanos.

La Gráfica 5-5 registra la distribución de producción de crudo por Nodo del escenario bajo de oferta, la cual registra el comportamiento del perfil de producción de cada uno de los campos asociados a cada Nodo de almacenamiento. Igualmente, permite establecer la contribución de cada Nodo para diseñar el esquema de abastecimiento de las dos refinerías y las secuencias que deben seguirse en el transporte para cumplir con la dieta de las refinerías consideradas en el análisis.

Gráfica 5-5 Producción de Petróleo por Nodo – Escenario Bajo



Fuente: UPME

Luego de establecer el perfil de producción de mediano y largo plazo que son representativos de la situación nacional en términos de producción de petróleo, de regionalizar los aportes y de su acopio en los distintos Nodos, a posteriori son incorporados a los sistemas de transporte por oleoducto o en caso de ser necesario vía carrotaques para su desplazamiento hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación. Es de mencionar que este análisis no incluye estrategias comerciales de los agentes para la comercialización del crudo, en consecuencia este solo se

exporta una vez se hayan descontado los volúmenes requeridos por las refinerías, que en primera instancia considera a Barrancabermeja y luego Cartagena.

5.4 Escenarios de Oferta de Combustibles

Una vez el crudo llega a refinería es necesario separarlo mediante numerosas plantas y procesos en diferentes productos como combustibles, lubricantes o petroquímicos, cuyo valor en el mercado supera el valor original del petróleo, que en su estado original tiene poca utilización directa. En cada refinería se realizan operaciones unitarias que son comunes, pero no todas tienen la misma configuración (es decir los mismos procesos y plantas), sino que varían de acuerdo con los productos que se pretenden obtener en función del mercado a abastecer.

Las operaciones dependen fundamentalmente de la tecnología de las plantas y de los procesos realizados, así como de la calidad del crudo que se carga (variable más importante en el proceso de transformación), pues a mayor gravedad API más alta posibilidad de obtener mayor volumen de destilados valiosos, en contraste con una gravedad API baja. Sin embargo, la carga a cada una de las refinerías debe ser equilibrada y acorde con su configuración, puesto que mayor cantidad de crudo pesado puede afectar adversamente la capacidad de carga a las unidades Topping⁸ sobrecargando circuitos de fondo. Igual cosa puede decirse cuando se dispone de un crudo muy liviano, que puede disminuir la carga a las unidades de crudo por congestión en los sistemas de livianos.

Las refinerías pueden cambiar sus procesos de refinación para responder a los constantes cambios en el crudo y los mercados de productos, pero sólo dentro de los límites físicos determinados por características de funcionamiento de sus procesos y las propiedades de los petróleos crudos que procesan. Debido a que una estimación rigurosa de la producción de derivados de una refinería, requiere del conocimiento del tipo de crudo a cargar, así como su curva de rendimiento de cortes⁹ y como la calidad de la oferta futura de crudo es indeterminada (no se sabe dónde y que calidad tendrá el crudo que se descubra), no es factible delimitar los balances de producción, sino trabajar con estimados.

Para propósitos de planeación de mediano y largo plazo, se efectuaron balances generales volumétricos de manera particular por refinería, que permiten correlacionar la condición de producción de derivados referida a la calidad de la carga de crudo, utilizando la información de la curva de rendimiento tipo de la mezcla en cada una de las refinerías. La información sobre rendimientos característicos y representativos de una carga normal estable y típica tanto para la

⁸ Destilación atmosférica

⁹ información tomada del análisis denominado "Crude Assay" prueba que hace referencia a la evaluación química de los productos, proporción volumétrica de transformación por producto, etc.

refinería de Barrancabermeja como Cartagena fue tomada de reportes de ECOPEPETROL S.A. y de estimaciones de producción de combustibles de mediano plazo suministrada por dicha empresa.

No se utilizaron modelos operativos de simulación para la refinación por la complejidad que ello representa, considerando que la cadena de suministros de una refinería y su economía depende de muchos aspectos como: el precio del crudo, el precio de productos y costos operacionales, además, de la elección de mezcla óptima de crudos para obtener productos de mayor calidad y por ende beneficio económico, lo cual hace necesaria la optimización en la toma de decisiones.

La oferta de combustibles para el consumo en el país está representada por la producción de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, cuya oferta por tipo de combustible, fue contrastado con las estimaciones de demanda a nivel agregado y para los mercados que son atendidos por cada refinería, a fin de identificar déficit o excedente de cada uno de los combustibles y evaluar la necesidad de importación. A continuación se presenta la oferta de productos en el horizonte de estudio.

5.4.1 Refinería Cartagena

La refinería de Cartagena sufrió un proceso de modernización y ampliación; el actual esquema de procesos y plantas permite la conversión casi total del crudo procesado, pues la inclusión de una unidad de coque posibilita la producción de un mayor volumen de destilados medios (ACPM y Jet) y gasolinas (los de mayor demanda), convirtiendo residuos pesados en productos livianos con las calidades ambientales exigidas tanto en nuestro país como en el ámbito internacional, así como la producción de nuevos compuestos (materia prima básica para desarrollos industriales).

Para todos los análisis de producción de derivados, se considera como prototipo, el rendimiento actual de dicha refinería cuya dieta de crudo tiene un componente pesado correspondiente al 70% de la carga y 30 % de livianos y la planta de coquización que permitió mejorar los rendimientos del complejo, de ahí que su capacidad de conversión teóricamente alcance el 97%.

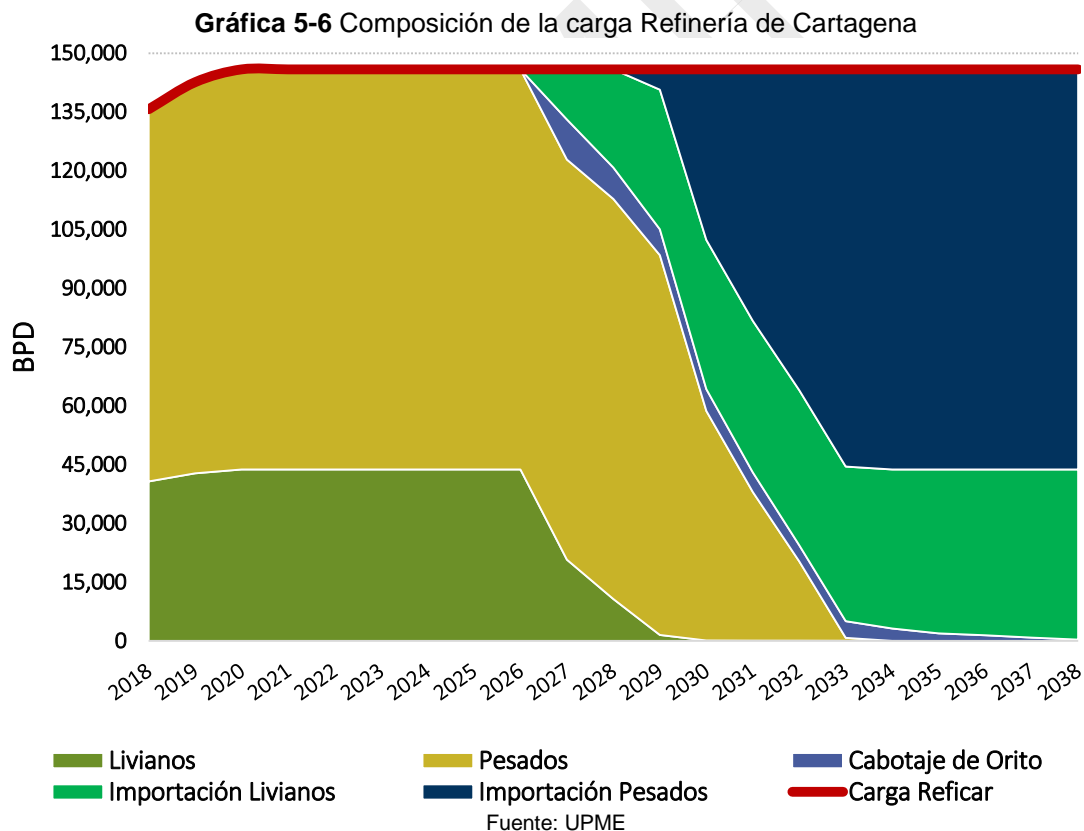
Se supone una carga de 145,880 barriles/día, con un factor de servicio del 90% condición que se mantiene a lo largo del horizonte de análisis, considerando un bajo nivel de interrupciones por mantenimientos y daños una vez estabilizada la operación, pero que si implica que la continuidad operativa no corresponda a la capacidad nominal de la refinería, puesto incorpora situaciones que eventualmente limitan la operación continua como salidas no programadas.

Para realizar el cargue de esta refinería se consideran en primer lugar crudo livianos y luego los pesados. 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.

En segunda instancia, se consideran los crudos pesados procedentes del interior del país desde el Nodo Vasconia, ya sea por la línea Ocesa o por el Oleoducto de Colombia, los cuales contemplan una secuencia en el esquema de cargue que optimiza la operación de transporte. Se supuso también que la totalidad del crudo nacional está disponible para la refinación interna (debido a consideraciones legales y una vez agotado el crudo nacional se importa el restante para completar los requerimientos de la refinería).

Se estima que la dieta de esta refinería siempre podrá cumplirse por la localización geográfica de la misma, ya que tiene opción sobre los excedentes exportables de producción nacional y conseguir crudo en el mercado del Caribe, lo que permite disponer de una mezcla que le garantiza la mejor opción de operación y con ello los mejores resultados técnicos y económicos.

La Gráfica 5-6 presenta una síntesis de la composición de la carga a la refinería de Cartagena, ante el escenario bajo de oferta de crudo. Los resultados indican que la oferta nacional es suficiente hasta el año 2026 en lo que respecta a livianos y hasta el 2028 en crudos pesados.



Para determinar la producción de combustibles en la refinería de Cartagena, se utilizó la composición de la mezcla antes señalada, se hizo uso de los rendimientos volumétricos por barril

de carga, información suministrados por ECOPETROL S.A, cuyos resultados son presentados en la Tabla 5-5.

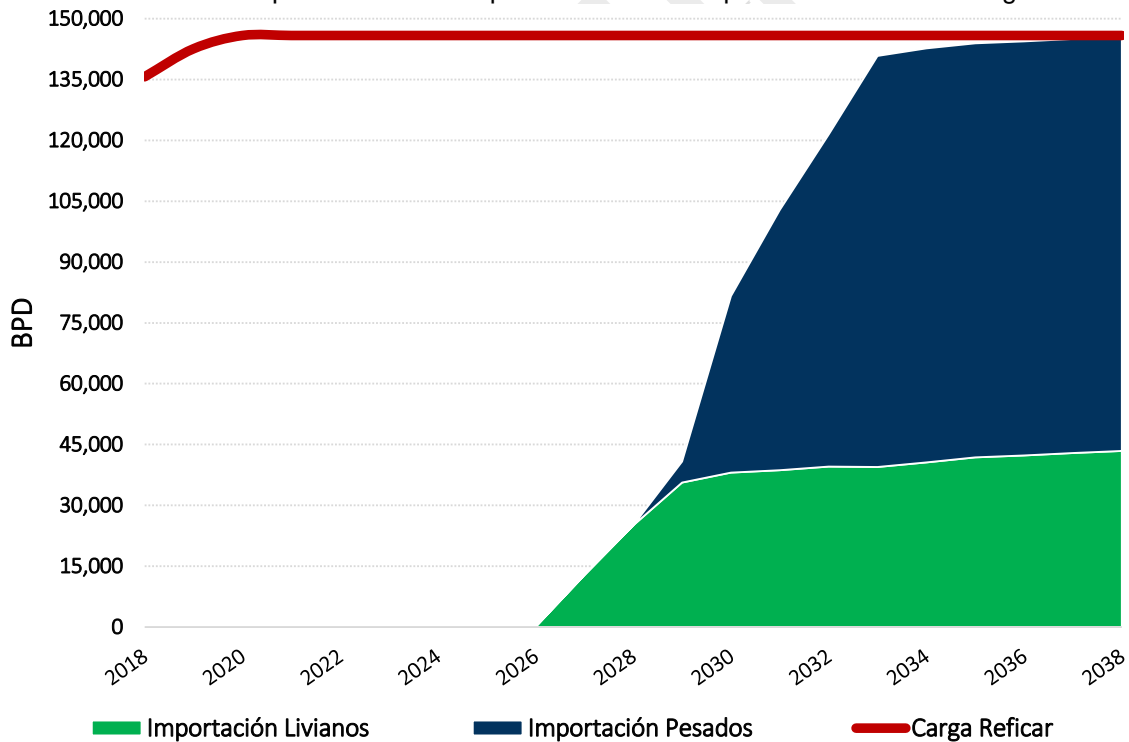
Tabla 5-5 Rendimientos por Barril Refinería de Cartagena

Producto	Rendimiento %
Gasolinas	36.7
ACPM	45.8
JET	9.9
Otros	7.6

Fuente: ECOPETROL S.A [22]

La Gráfica 5-7, muestra de manera particular las necesidades de importación por tipo de crudo, destacándose los requerimientos de crudo pesado principal componente de la dieta de este complejo.

Gráfica 5-7 Requerimientos de Importación de Crudo para Refinería de Cartagena



Fuente: UPME

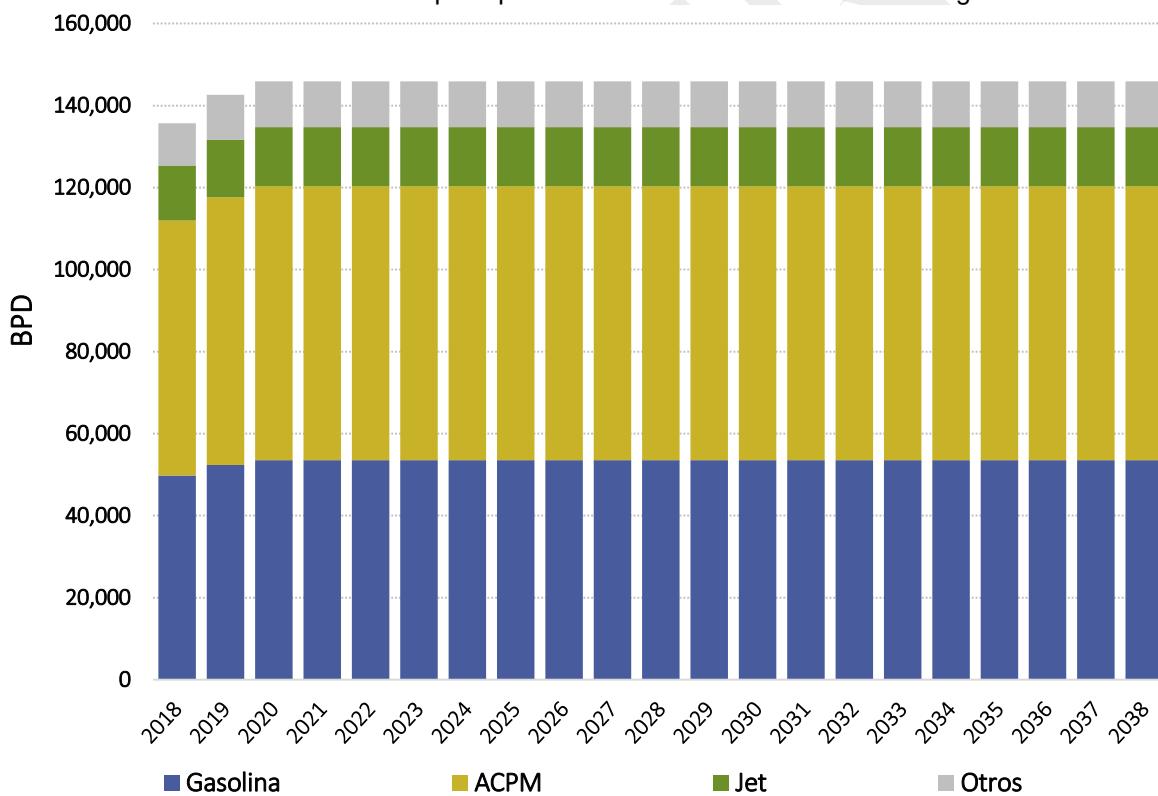
Con la información de calidad de mezcla, el factor de servicio y los rendimientos volumétricos se calculó la oferta total de combustibles de este complejo de refinación, el cual permanece constante en el tiempo y se presenta de manera agregada para facilitar los cálculos y análisis posteriores.

Un factor fundamental a considerar es la interrupción total de producción de FUEL OÍL No 6, fuente que ha visto limitado su uso en el ámbito mundial por exigencias ambientales.

La Gráfica 5-8 registra la estimación de la oferta futura de los principales combustibles obtenidos en la refinería de Cartagena, bajo los supuestos antes mencionados. Como resultado de la operación de refinación, la producción de gasolina se llega a los 36,000 barriles/día, mientras que en ACPM se alcanzan 66,816 barriles/día y de Jet 14,415 barriles/día, operando al 90% (como factor de servicio). De otra parte, los productos residuales ascienden a 11.124 barriles/día, reduciéndose de manera importante la participación de estos compuestos y advirtiéndose la producción de coque y azufre.

Es de señalar, que los rendimientos de todos los productos cambian en función de la mezcla, aunque para el caso colombiano se busca maximizar la producción de gasolina y ACPM.

Gráfica 5-8 Oferta principales Combustibles Refinería de Cartagena



Fuente: ECOPEPETROL [22], UPME

5.4.2 Refinería de Barrancabermeja

Esta refinería se ubica en el interior del país, Por la configuración actual de la refinería (es decir la disponibilidad de plantas y procesos), la carga de crudo que procesa esta refinería se compone

de una corriente de livianos del 70% y de pesados el restante 30%. 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.

La ausencia de una unidad de conversión profunda para procesar y eliminar fondos del barril, así como la falta de unidades de proceso especializadas que utilicen como materia prima los fondos de barril, unido al hecho de que en el país la disponibilidad de crudos que alimentan las refinerías es principalmente petróleo pesado (cuya composición es compleja), no es factible un aprovechamiento eficiente de la capacidad de carga de la refinería, afectando con ello su economía con márgenes reducidos por menor producción de compuestos de alto valor.

La insuficiencia para procesar mayor cantidad de crudos pesados, disminuye el indicador de eficiencia en la conversión y en consecuencia se sacrifica la producción de productos livianos, lo que significa mayores costos de operación y menores niveles de utilización, convirtiéndose en un obstáculo para optimizar el procesamiento de crudos de origen nacional cada vez más pesados, que poseen mayores contenidos de azufre y metales.

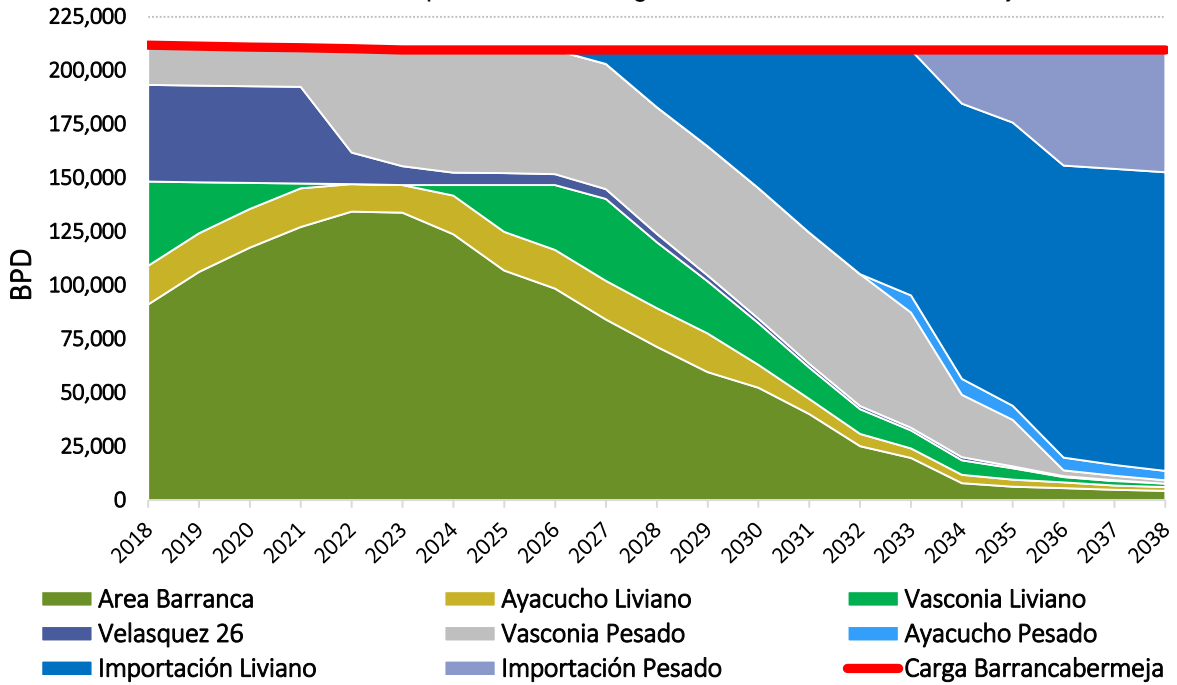
Lo anterior se puede apreciar en los últimos cinco años, cuya carga promedio ha alcanzado los 225,000 barriles/día equivalente al 88% del total. Su factor de utilización se sitúa en cerca del 80% debido a frecuentes paradas programadas para mantenimiento y reparación de las distintas plantas, que hoy suman más de 150. La Gráfica 5-9 presenta de manera esquemática la composición de la dieta.

Se 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 esta en 250,000 barriles.

Igualmente se supone que la totalidad del crudo nacional está a disposición de la refinación interna como primera opción como lo señala la normatividad colombiana y una vez este se agote, se realizan importaciones para completar los requerimientos de carga. Los resultados señalan que la producción nacional de crudo permite atender los requerimientos de crudo livianos hasta el año 2025 y hasta el año 2032 en el caso de crudos pesados.

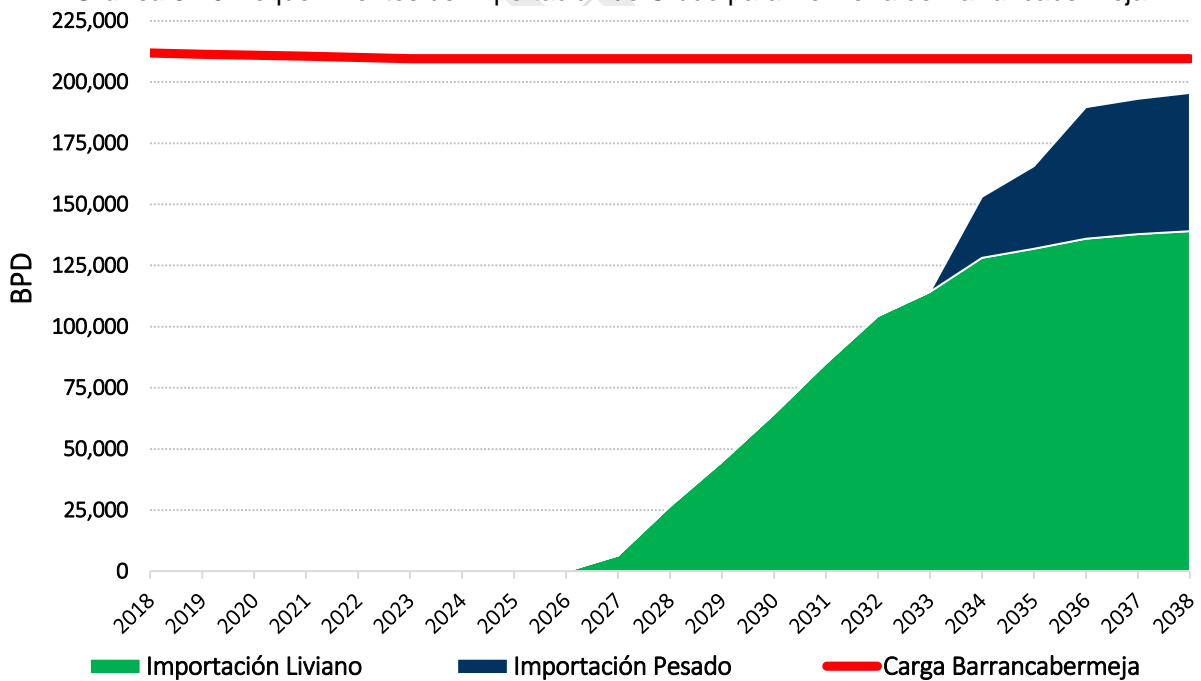
La Gráfica 5-10 presenta las necesidades de importación de crudo. En tal sentido, es importante evaluar el mecanismo de desplazamiento de crudo desde puerto de importación hacia Barrancabermeja para atender las necesidades de la refinería y garantizar su abastecimiento continuo de petróleo.

Gráfica 5-9 Composición de la carga Refinería de Barrancabermeja



Fuente: UPME

Gráfica 5-10 Requerimientos de Importación de Crudo para Refinería de Barrancabermeja



Fuente: UPME

Como el escenario bajo de oferta de petróleo descende de manera continua, a futuro se tendrán excedentes de capacidad en los oleoductos durante buena parte del tiempo llegando a valores mínimos en unos años, dicha situación posibilitará el cambio de dirección de flujo de uno de los oleoductos que van de Vasconia a Coveñas o en su defecto podría pensarse en la bidireccionalidad del ducto que hoy transporta fuel oil de exportación desde la refinería de Barrancabermeja a Coveñas y así poder ingresar al interior del país el petróleo importado por Coveñas que debe suplir las necesidades de la refinería de Barrancabermeja.

Para determinar la oferta de combustibles de la refinería de Barrancabermeja se tomó la información de rendimientos volumétricos de una mezcla tipo que suministró ECOPETROL S.A. El cálculo incluyó un factor de servicio que inicia en 90% y disminuye hasta el 84% hacia el 2020, significando que la carga máxima de operación tan solo alcanza los 209,500 barriles día y una mezcla de crudo concordante con el esquema de la Gráfica 5-9. A continuación se registra la información de rendimientos por barril de manera agregada, en la Tabla 5-6 y la Gráfica 5-11 presenta la oferta de los principales combustibles obtenidos en la refinería de Barrancabermeja.

Tabla 5-6 Rendimientos por Barril Refinería de Barrancabermeja

Producto	Rendimiento %
Gasolinas	28.4
ACPM	22.2
JET	10.4
Otros	39.1

Fuente: ECOPETROL S.A [22]

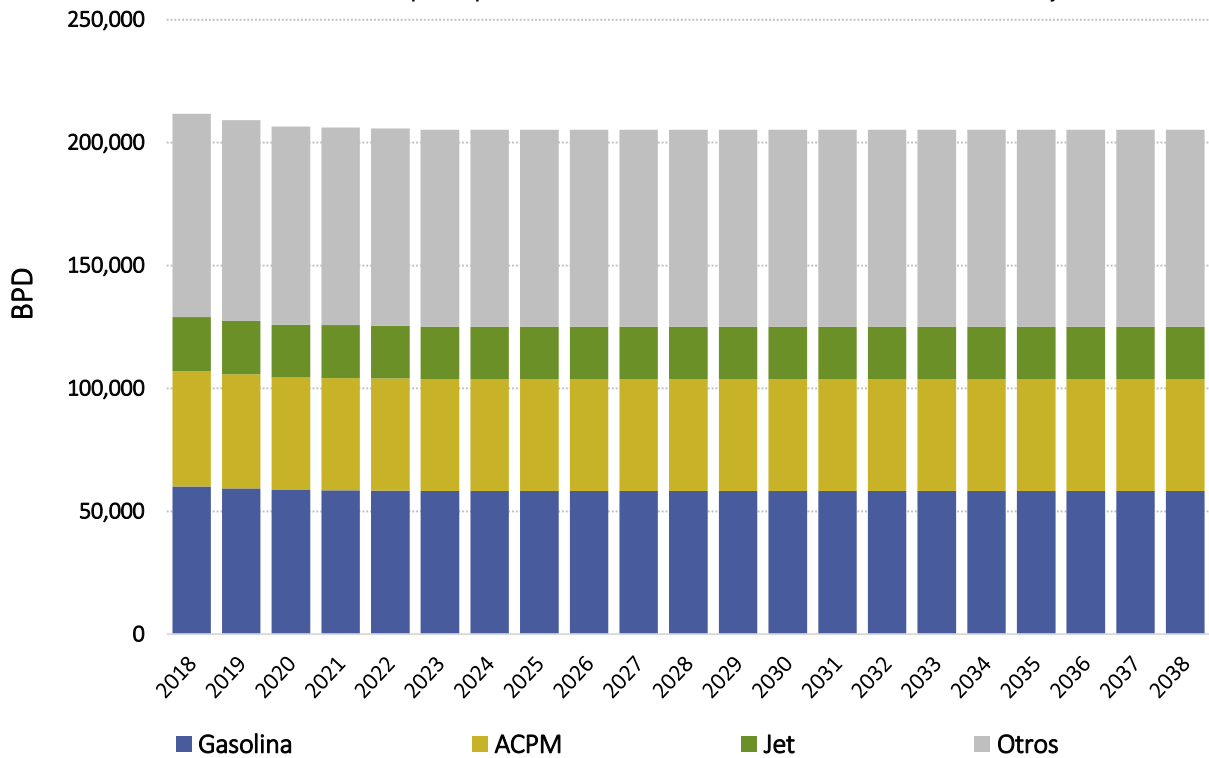
Se estima que la producción de gasolina en la refinería de Barrancabermeja, se sitúa alrededor de los 60,000 barriles/día, en tanto que en ACPM se alcance 46,500 barriles/día y de Jet Fuel llegue 22,000 barriles/día. Seguirá prevaleciendo la producción de compuestos residuales, si no se mejora la infraestructura de esta refinería y se profundiza el proceso de conversión para mejorar su operación y maximizar su rentabilidad.

El exceso de producción de combustóleo o Fuel Oil (inevitable en el proceso de destilación por el esquema) es comercializado en el mercado externo; sin embargo, las tendencias en la evolución de las especificaciones medioambientales han obligado a reducciones progresivas del contenido de azufre y otros contaminantes que hacen indispensable reformar el esquema de transformación de esta refinería, pese a los esfuerzos para la recomposición de productos, mediante procesos de mejoramiento, que permiten obtención de compuestos con propiedades fisicoquímicas superiores.

En términos generales, la capacidad del sistema de refinación colombiano para entregar combustibles líquidos, señala que durante el horizonte de proyección en promedio día el país

dispondría de 113,000 barriles de gasolina, 113,300 barriles de ACPM, 36,200 barriles de Jet y 92,888 barriles de productos residuales, volúmenes que permitirán atender parte de la demanda nacional de combustibles, según escenario base de demanda. (ver Gráfica 5-11)

Gráfica 5-11 Oferta principales Combustibles Refinería de Barrancabermeja

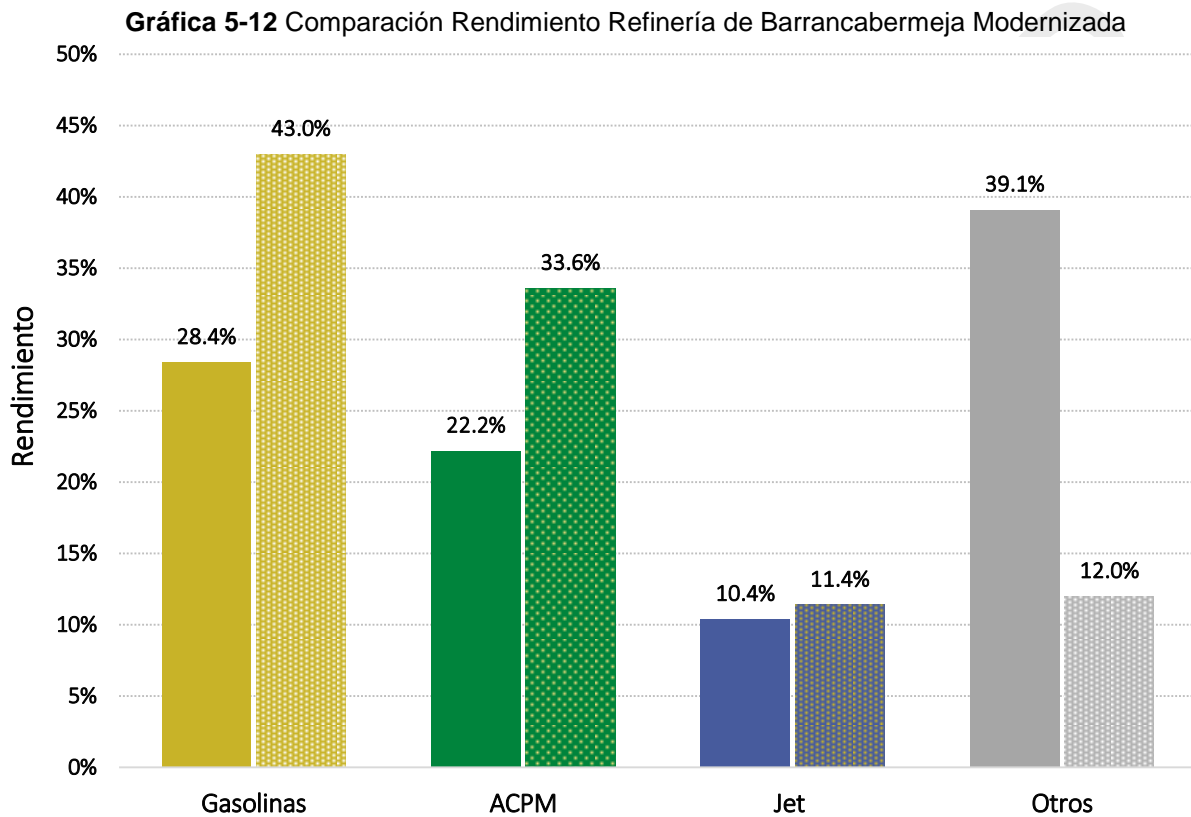


Fuente: ECOPETROL [22], UPME

Como en costa caribe la demanda es inferior a la oferta de la refinería de Cartagena durante todo el periodo de proyección, y ocurre lo contrario en el interior del país donde la producción de la refinería de Barrancabermeja no cubre la totalidad de la demanda, se considera que estos excedentes junto con las importaciones de productos combustibles, hacen parte de la oferta global en el interior del país, los cuales deben transportarse por algún sistema que conecte estos excedentes con la red de poliductos del interior del país que distribuyen los derivados.

De otra parte, ECOPETROL propietario de la refinería de Barrancabermeja ha considerado su modernización que consiste en habilitarla para procesar una carga de crudos más pesados con alto contenido de azufre y al mismo tiempo incrementar el rendimiento de productos valiosos, eliminando la producción de Fuel Oil. En este caso se podría aprovechar la totalidad de la capacidad de la refinería de 250,000 barriles/día y aumentar el rendimiento de gasolina y destilados medios al 88%, con un componente pesado en la dieta de crudos del 70%. Sin embargo, la empresa ha aplazado el plan de manera indefinida.

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.



Fuente: ECOPETROL [22], UPME

Simulando el escenario de modernización del complejo de Barrancabermeja el consumo de crudo pesado se incrementa, posibilitándose cargar hasta el 70% de su dieta y las importaciones aunque empiezan en el mismo año de 2026, cambian sustancialmente la proporción entre pesados y livianos, predominando ahora el crudo pesado, en tanto que la necesidad de liviano se corre al año 2030, información presentada en el anexo III.

En ese caso la oferta total de combustibles en el país sería en promedio día de 143,600 barriles de gasolina, 137,200 de ACPM, 38,300 de Jet y 36,200 de residuales, lo que significa un aumento en la oferta de gasolina del 27%, en ACPM el aumento sería de 21%, en Jet del 6%, pero en residuales se disminuiría el 61%, significando cambios tanto en infraestructura de transporte y almacenamiento como en la balanza comercial.

5.5 Escenarios de Demanda de Combustibles

La metodología utilizada para la estimación del consumo futuro de combustibles, parte de la prospectiva de consumo de energía final y/o útil de los diferentes subsectores de consumo (transporte, industria y otros), la cual se realiza mediante modelos econométricos. Las tasas de crecimiento de estas proyecciones son incorporadas en nodos de demanda del módulo BALANCE del modelo ENPEP (es un modelo analítico de equilibrio no lineal entre demanda de energía, recursos energéticos y tecnológicos disponibles. Se basa entonces en una simulación de mercado que permite determinar la respuesta de varios segmentos del sistema energético a cambios en los precios de la energía y niveles de demanda. El modelo se soporta en un proceso de decisión descentralizado, calibrado con diferentes preferencias de los usuarios de la energía y de oferentes.

Como la estructura del modelo permite atender las necesidades de demanda final con múltiples alternativas de energéticos según las tecnologías de conversión disponibles, el esquema admite que entre una y otra alternativa de suministro lo que genera procesos de sustituciones entre fuentes, de acuerdo con las preferencias de los usuarios llevadas a términos de costo.

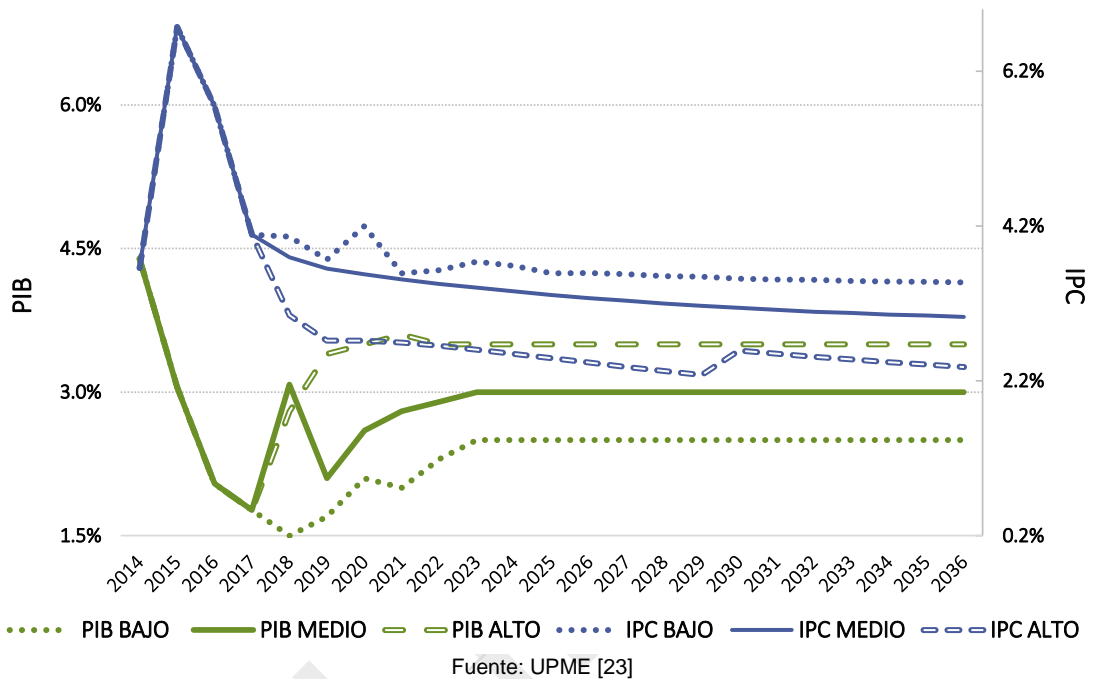
Las fuentes de información consideradas incluyen, información de entregas ECOPETROL S.A, compras y ventas de combustibles provenientes de SICOM, consumo de combustibles fuente sobretasa, ventas de biocombustibles y estudios disponibles de consumos específicos de tecnologías y sobre el mercado de los combustibles, proyecciones de precios, balances energéticos, escenarios de crecimiento económico, información estadística de DANE, esquemas de transportes masivos e información sobre tecnologías y políticas de transporte en Ministerio de Transporte Igualmente, se consultaron fuentes de información nacional e internacional sobre el desempeño de tecnologías y esquemas de utilización u ocupación de movilidad de carga y/o pasajeros.

Un primer aspecto a tener en cuenta dentro de la proyección de demanda de combustibles, corresponde a las variables socioeconómicas relevantes del país que impactan el consumo de energía, como el producto interno bruto nacional (PIB) y sus componentes de valor agregado sectoriales, los índices de precios al consumidor (IPC), que permiten tener una idea sobre la variación de las canastas de consumo del usuario final. Igualmente, se considera información relacionada con tecnologías de uso final, hábitos de usuarios, indicadores de movilidad, disponibilidad de energéticos, decisiones de política pública, información de precios de los energéticos, puesto que su diferencia puede generar sustitución entre fuentes.

Con base en información disponible, se definió que el escenario base o medio macroeconómico a modelar, tendría una tasa de crecimientos promedio de largo plazo del PIB de 3%. Se estructuró un escenario bajo de PIB que muestra una tasa media de crecimiento en el horizonte de estudio de 2,5% y el escenario alto que asumió tasas promedio de largo plazo de 3.5-3.6%. En cuanto a

índice de precios al consumidor se tomó información oficial, cuyo escenario medio varía entre 5.4% y 2.3% durante todo el periodo de análisis. La Gráfica 5-13 presenta los índices utilizados en la estimación.

Gráfica 5-13 Escenarios de Crecimiento Económico y de IPC



En lo referente a población se consideró la proyección disponible en DANE a partir del censo de 1985 con revisión en el 2011, que muestra un crecimiento promedio 2010-2050 para todo el país de 1.1% al año y para los departamentos de zonas no interconectadas de 0.96% en promedio.

Las estimaciones de consumo de combustibles en el sector transporte, involucraron precios de los energéticos en movilidad como factor diferenciador en la toma de decisión del usuario. Para ello, se consultaron precios de los combustibles líquidos y de otras alternativas como electricidad, sabiendo que uno de los principales elementos en la proyección de demanda lo constituye el precio de cada fuente utilizada.

Además se analizaron algunos indicadores de parque automotor como evolución de ventas de vehículos, características de los mismos, movilidad en las principales ciudades, consumo de fuentes por segmentos de transporte, transporte masivo, rendimiento de modos de transporte, conversiones a gas natural, patrones de uso por fuente, por región y consideraciones de los Objetivos del Desarrollo Sostenible y sus implicaciones para nuestro país, entre otros elementos.

Por las características del sector transporte y de los demás usos útiles que tienen los combustibles líquidos, se caracterizó el sector transporte en cuatro subsectores claramente definidos así: i) transporte urbano de pasajeros, ii) transporte de carga urbana, iii) transporte interurbano de pasajeros y iv) transporte de carga interurbana. Estos sectores se definen por tecnologías disponibles para movilidad de pasajeros y carga y consecuente de los energéticos involucrados, que en este caso hacen referencia a gasolina, ACPM, GNV y se analiza la entrada de Electricidad, GNL y GLP como alternativa potencial de acuerdo con las tendencias actuales.

En el sector de industria se incluye de manera detallada las características de las principales tecnologías que en la actualidad atienden requerimientos de generación de electricidad y su uso como combustible para calor directo que a su vez se subdivide en hornos con base en energéticos contaminantes y aquellos con energía limpia. Los hornos que usan energéticos contaminantes se subdividen en aquellos que usan líquidos y sólidos.

Dentro de los sólidos se consideran la biomasa (leña, residuos) y carbón y dentro de los líquidos se contemplan las gasolinas, ACPM, fuel oil, crudos y querosene. Los hornos a partir de energéticos limpios están contenidos por hornos eléctricos y hornos a gas (gas natural y GLP). El uso de calor indirecto está representado por calderas a carbón, biomasa, ACPM, fuel oil, gas natural, GLP y querosene. La fuerza motriz se subdivide en gasolinas, ACPM y energía eléctrica.

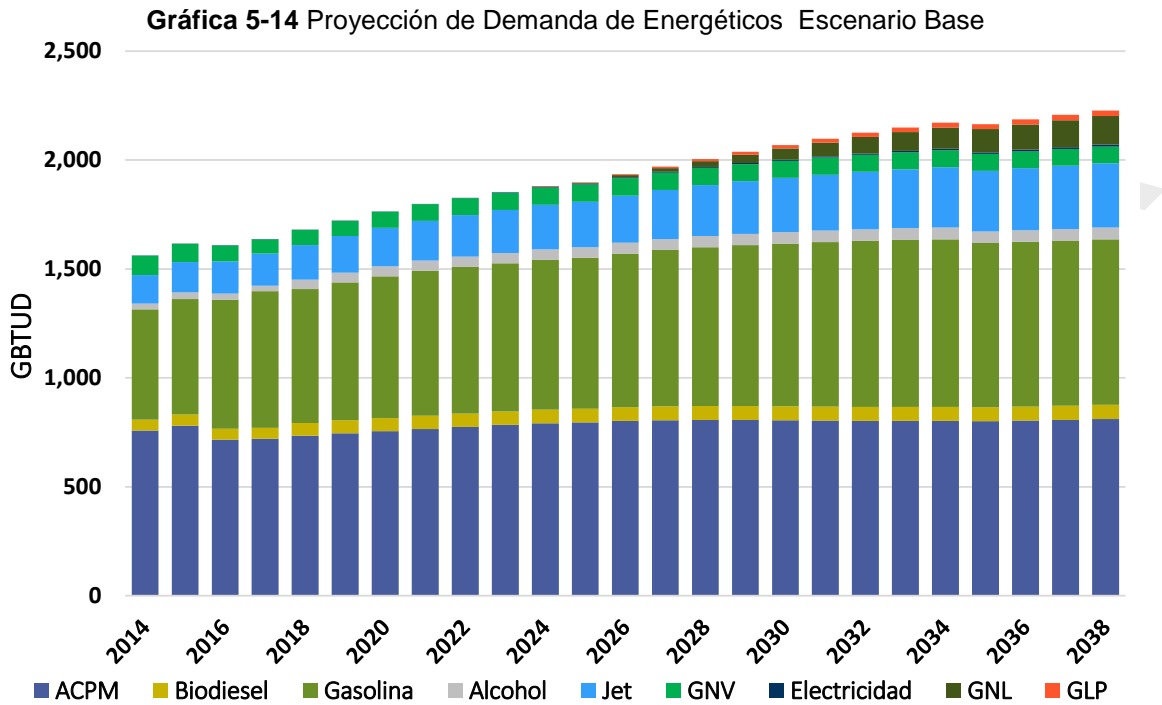
Así, el modelo se basa en una estructura de suministro de distintas fuentes que alimentan tecnologías que brindan movilidad a cada uno de los cuatro subsectores y en tasas de crecimiento obtenidas como ya se mencionó, a partir de las relaciones econométricas entre la energía empleada en movilidad o toneladas transportadas o pasajeros transportados. Adicionalmente, se proyectará la demanda de grandes consumidores (minerías, petroleras, industrias).

Como el modelo incluye detalle de las características tecnologías de movilidad de pasajeros y carga para el análisis de pasajeros urbanos se subdivide en taxis, pasajeros particulares, pasajeros colectivos y pasajeros de sistemas masivos. Dentro de taxis, se considera cada fuente utilizada, así como nuevas tecnologías tales como sistemas eléctricos e híbridos a gasolina y GLP para sistemas que funcionan a gasolina como sustituto. En general para cada uno de los segmentos ya sea de carga o pasajeros se realizó la desagregación necesaria.

Los precios de los energéticos utilizados corresponden a la estimación realizada por UPME durante el primer semestre de 2018, tanto para gasolina como de ACPM, en estación de servicio Bogotá en razón a la señal de distancia que aplica para la actividad de transporte, ver numeral 3.2.

Luego se realiza el modelamiento econométrico de la movilidad, de movimiento de carga, de movimiento de pasajeros y de grandes consumidores (generación de electricidad para zonas no

interconectadas, minería y diésel marino), con sus respectivas variables explicativas, se pudo evaluarlas tendencias en condiciones de neutralidad.



Posteriormente, toda la información acopiada de suministro, producción, distribución y conversión de energía para cada una de los sectores de demanda por tipo de energético, junto con precios de los respectivos energéticos, y su disponibilidad se modela en la herramienta analítica, la cual permite múltiples alternativas de solución llevada a términos de costos.

Los resultados de la estimación muestra un abanico de posibilidades entre el año base (2014) y el año 2038, que depende de los supuestos utilizados y las sensibilidades realizadas. El análisis aquí planteado considera proyecciones de tres escenarios, un escenario base, uno bajo o pesimista y uno alto.

El escenario base supone crecimiento económico promedio de 3% entre 2017 y 2038, con entrada de Autogas y GNL para transporte en 2024 y el porcentaje de mezcla de biocombustibles se mantiene fija según lo establecido en la actual regulación, mejoras tecnológicas que se traducen en mayores rendimientos, realización del metro en Bogotá y disponible a partir de 2030, se incluyen vehículos eléctricos desde 2020.

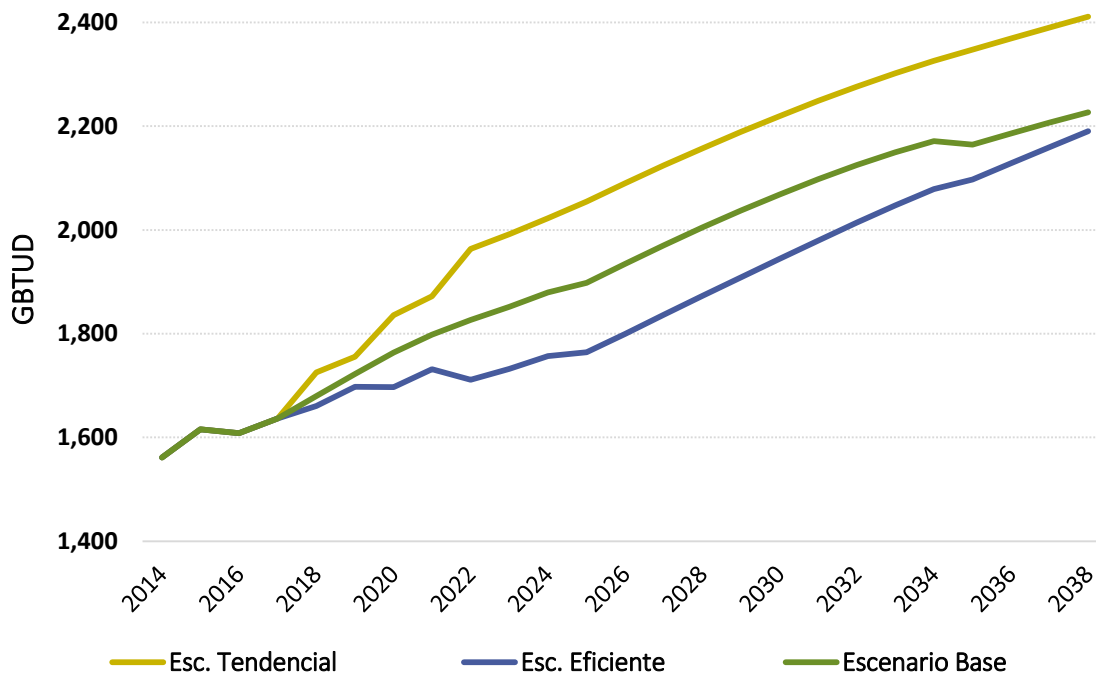
El escenario de precios de energéticos considerados en el modelamiento de demanda tanto para gasolina motor como para ACPM, corresponde al escenario base de proyección de precios

presentando en la Gráfica 5-14, mientras que los estimativos para GNV se realizaron a partir de la prospectiva del precio de la gasolina motor y que corresponde al 60% del precio de gasolina y de 78 para el caso de GLP. Para simular la presencia de GNL a nivel micro se contempló un 20% adicional del precio del GNV, dado los costos adicionales por importación de gas natural.

El escenario base de demanda de combustibles alcanza una tasa de crecimiento promedio año total de 1.5% entre los años 2017 y 2038, destacándose el Jeta-A con un crecimiento medio anual de 3.25%, seguida por Gasolina con 1.25% y ACPM 0.7%. En lo concerniente a GNL y GLP las tasas de crecimiento promedio superan el 35% en el horizonte de estudio, por cuanto cualquier aumento de es significativo frente a ausencia en la estructura de consumo, mientras que la electricidad muestra un crecimiento promedio año de 10.5% entre 2017 y 2038. El escenario base alcanza un consumo total de energía de 2,230 GBTUD al finalizar el año 2038.

El ACPM se proyecta como el energético de mayor demanda en el sector transporte colombiano con una participación cercana al 48% del total en 2018 que va perdiendo participación y finaliza en 2038 con 39%, mientras que gasolina inicia con 40% y concluye con 37%, donde electricidad, GNL y GLP muestran una contribución creciente en la canasta energética del sector transporte. Adicionalmente, se elaboraron dos escenarios de proyección uno tendencial (alto) y un eficiente (bajo) los cuales son presentados en la Gráfica 5-15.

Gráfica 5-15 Escenarios de Proyección Nacional Sectores Transporte e Industria



Fuente UPME

El escenario eficiente plantea condiciones muy positivas para el desarrollo del país, con crecimiento económico alto, entrada de nuevas tecnologías y mejoramiento de la eficiencia del parque automotor. También supone, entrada de energéticos como GLP y GNL desde 2023; la electricidad entra en el transporte masivo y se estima que la Fase II del Transmilenio se realiza con energía eléctrica, se desarrollan todos los sistemas masivos planeados en el país y se permite la entrada de taxis eléctricos. La tasa de crecimiento interanual de gasolina se contrae en medio punto porcentual, en cambio la electricidad crece a una tasa media 19.9%, el GNL lo hace al 42.9%, GLP al 38% y Jet-A al 5.3% en tanto que el ACPM se proyecta a una tasa del 0.7%. Este escenario demanda un consumo total de energéticos que llega a los 2,191 GBTUD en 2038.

Por su parte el escenario tendencial supone condiciones hostiles para el desarrollo del país con crecimiento económico bajo. Para establecer los precios finales de los combustibles (gasolina, ACPM y Jet) se utiliza el escenario bajo de precios de crudo y para calcular el precio de GNV se toma el 50% del precio de la gasolina en Bogotá. Debido a condiciones de contracción económica no se contempla la entrada de tecnologías vehiculares ni se toman medidas de eficiencia energética. La mezcla de biocombustibles se mantiene fija acorde con la normatividad actual.

Se proyecta una tasa de crecimiento media interanual de 1.9% en este escenario, destacándose la gasolina cuyos resultados indican crecimiento promedio anual del 2.17% y de 1.9% en el caso de ACPM, llegándose a un consumo total de energía cercano a los 2,411 GBTUD, al final del horizonte de análisis. En este escenario no se contempla el uso del GNL y GLP, en tanto que la electricidad no muestra participación significativa.

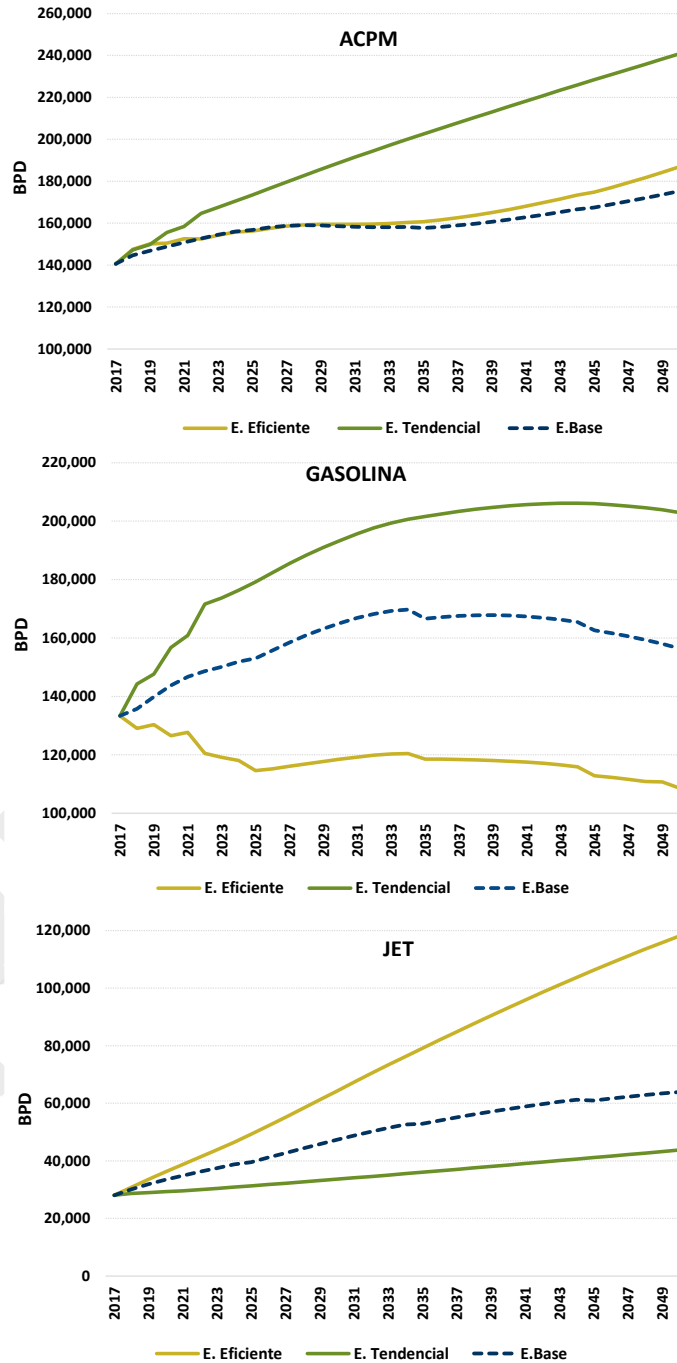
A nivel de fuente los resultados se presentan en la Gráfica 5-16 y Gráfica 5-17 muestran los tres escenarios de demanda, que en el caso de ACPM hace referencia a los sectores de transporte e industria y en el caso gasolina, Jet, electricidad, GLP, GNV y GNL solo se considera las necesidades para transporte.

La estimación de demanda de gasolina, ACPM y Jet, de cada escenario fue regionalizada (6 zonas), con el propósito de realizar posteriormente balances tanto volumétricos como de transporte para determinar necesidades de suministro y de infraestructura a fin de atender la demanda. La metodología utilizada en la regionalización consideró: entrega de combustibles por terminal (planta de abasto), información de PIB regional, estadísticas disponibles de SICOM, Sobretasa, DANE y estudios particulares.

Con base en las variables antes indicadas, se evaluaron diferentes modelos econométricos para gasolina y ACPM seleccionándose aquellos que presentaban resultados acordes con el comportamiento histórico de consumo de cada región. Luego con fundamento en la demanda total obtenida a partir de los modelos econométricos, se calculan las participaciones regionales; la

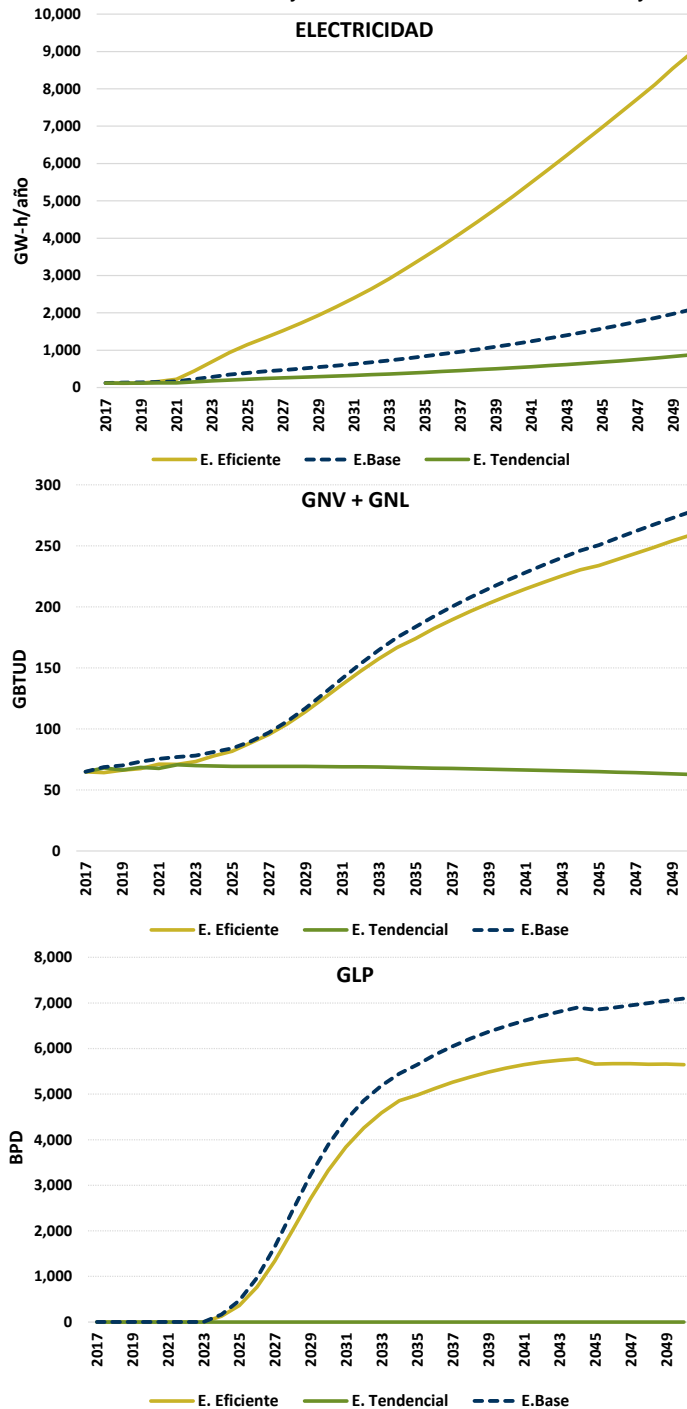
demanda final de cada región se obtuvo los tres escenarios de demanda nacional y los porcentajes de participación regional obtenidos.

Gráfica 5-16 Escenarios de Proyección de ACPM, Gasolina y Jet



Fuente: UPME

Gráfica 5-17 Escenarios de Proyección de Electricidad, GLP y Gas Natural



Fuente: UPME

La Tabla 5-7 presenta la composición de cada región.

Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co

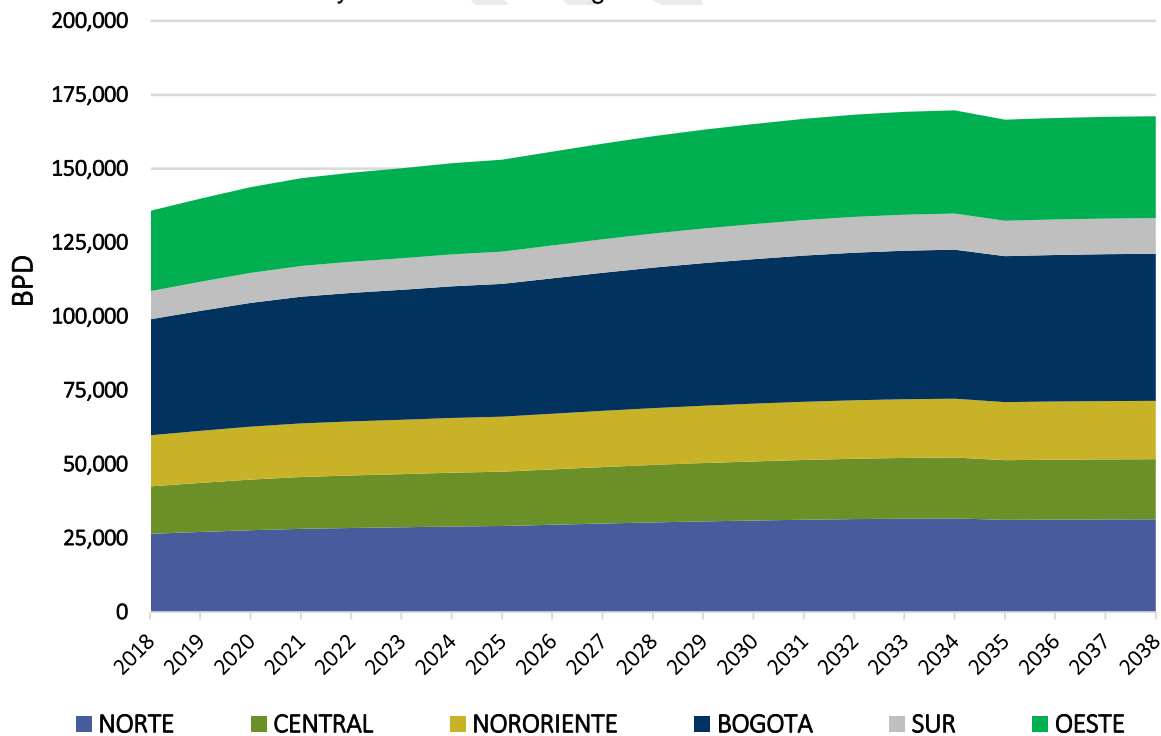
Tabla 5-7 Distribución Espacial de Regiones

Norte	Nororiente	Centro	Oeste	Bogotá	Sur
La Guajira	Norte de Santander	Antioquia	Chocó	Cundinamarca	Tolima
Cesar		Caldas	Quindío	Meta, Boyacá	Huila
Magdalena			Valle del Cauca	Casanare	Caquetá
Atlántico	Santander	Risaralda	Cauca	Guaviare	Putumayo
Bolívar	Arauca		Nariño	Guainía	Amazonas
Sucre				Vichada	Vaupés

Fuente: UPME

Sin embargo, se observó que la participación de algunas regiones mostraba tendencias muy fuertes de incremento, por ello se equilibró la estimación regional dependiendo del tipo de combustible y el criterio utilizado fue el de comportamiento entre las 6 regiones, y el mecanismo de control, fue la relación de crecimiento 2038/2014 de los escenarios base y eficiente, es decir, que la alternativa seleccionada para cada región presentara una relación de crecimiento entre los escenarios base y eficiente (bajo). A continuación se presenta la estimación de demanda de gasolina y de ACPM de forma regional correspondiente al escenario base. La Gráfica 5-18 presenta los resultados de la proyección en el caso de gasolina.

Gráfica 5-18 Proyección Demanda Regional Gasolina Motor-Escenario Base.



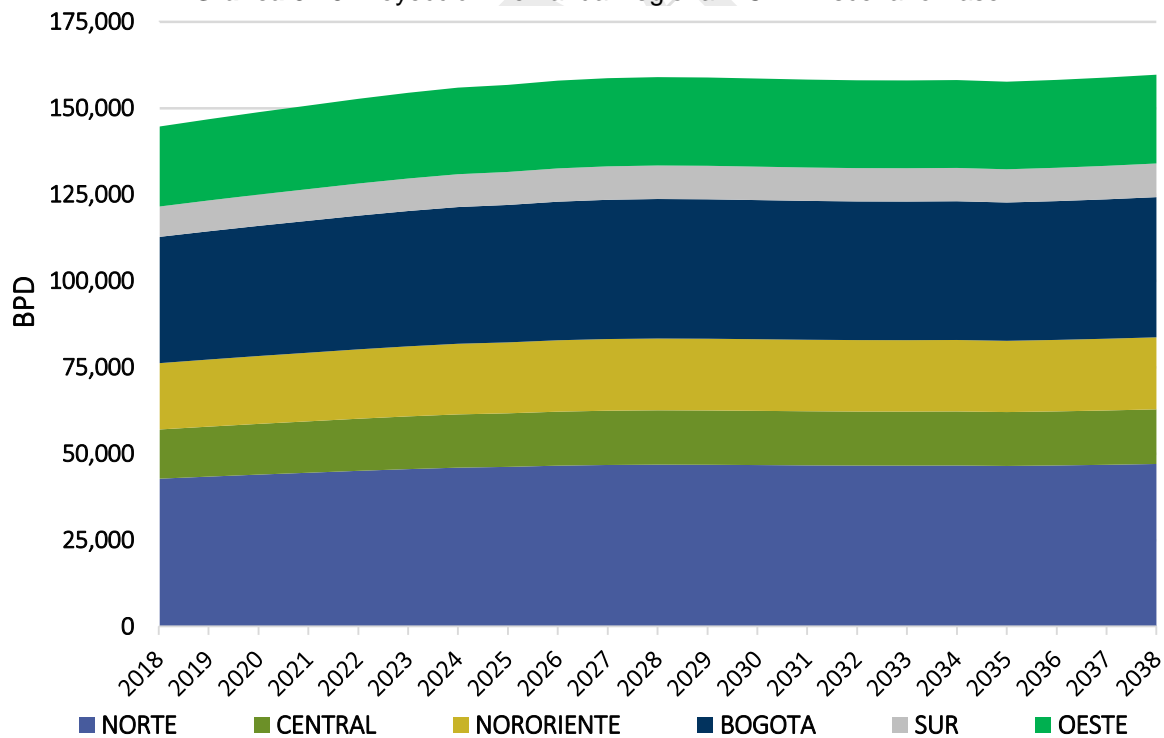
Fuente: UPME, LUXEN [24]

La región Bogotá es la de mayor consumo de esta fuente y representa cerca de una tercera parte del total nacional, explicada por la gran cantidad de vehículos particulares responsables del gasto de este energético; en el largo plazo muestra una tasa de crecimiento promedio anual de 1.3%, mientras que la región Nororiente la de menor crecimiento solo alcanza el 0.7% promedio anual durante el horizonte de análisis, aunque es responsable del 12.1% de la demanda al final en 2038.

Posteriormente se encuentra la región Norte que contribuye con el 18.9% del consumo de gasolina y su tasa de crecimiento promedio año entre 2017 y 2038 alcanza el 1%. La región Oeste representa el 20.4% del consumo nacional de gasolina consumo y su tasa de crecimiento interanual es de 1.2%.

La Gráfica 5-19 muestra la estimación de demanda regional de ACPM correspondiente al escenario base. Esta fuente es consumida de manera mayoritaria en la región Norte (incluye la demanda debida a la extracción de carbón), la cual contribuye al final del intervalo de análisis con un 29.5% del total seguida de la región Bogotá que representa 25.4% y Sur con 16.1%. Las regiones que registran mayores tasas de crecimiento en el horizonte de planeación son Centro, Bogotá y Oeste con un poco más de medio punto porcentual.

Gráfica 5-19 Proyección Demanda Regional ACPM-Escenario Base



Fuente: UPME, LUXEN [24]

Es de mencionar que esta fuente va disminuyendo su contribución a la canasta energética colombiana en razón al cumplimiento de los acuerdos de París, fuente que hace parte de proceso de transición y que es reemplazada en una porción por GNL en el transporte de carga.

Finalmente se presenta la Tabla 5-8 que incluye las tasas de crecimiento del consumo de gasolina y ACPM de manera regional en el escenario base en distintos periodos. Es importante destacar que esta demanda incluye los volúmenes que entran al país de manera ilegítima que para efectos de este ejercicio fueron distribuidos teniendo en cuenta la participación de los volúmenes históricos de los departamentos que limitan con Venezuela.

Tabla 5-8 Tasas de crecimiento escenario medio de demanda de Gasolina y ACPM

Región	Tasas de Crecimiento Demanda					
	2018-2025		2025-2030		2030-2038	
	Gasolina	ACPM	Gasolina	ACPM	Gasolina	ACPM
Norte	1.4%	1.1%	1.1%	0.4%	0.9%	0.2%
Nororiente	1.1%	1.0%	0.9%	0.3%	0.2%	0.1%
Central	2.0%	1.2%	1.6%	0.4%	0.3%	0.2%
Oeste	1.9%	1.2%	1.5%	0.3%	0.4%	0.3%
Bogotá	2.0%	1.3%	1.6%	0.5%	0.3%	0.2%
Sur	1.9%	1.2%	1.5%	0.4%	0.3%	0.1%

Fuente: UPME, LUXEN [24]

Dado que la participación de Guainía y Vichada es muy baja respecto a los otros departamentos (Guajira, Cesar, Norte de Santander y Arauca), los volúmenes de contrabando se repartieron proporcionalmente en las regiones Norte y Nororiente.

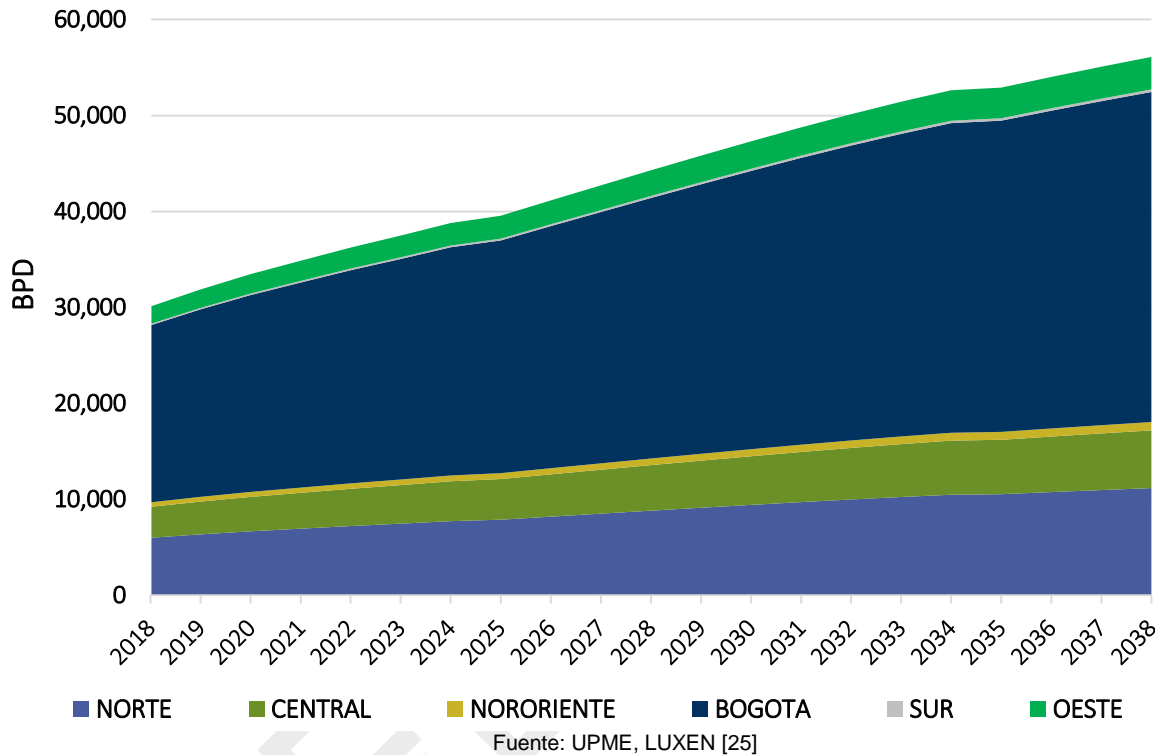
En el caso de Jet Fuel (ver Gráfica 5-20) se realizó un análisis similar al de gasolina y de ACPM considerando un balance volumétrico y expectativas futuras de crecimiento en el número de viajes en transporte aéreo. A continuación se presenta las estimaciones de demanda de Jet Fuel de manera regional, la cual muestra una tasa de crecimiento promedio año de 3.16%, donde sobresale la región Bogotá, que contribuye con algo más del 61% del consumo. Casi la totalidad de la demanda se concentra en tres nodos Norte, Central y Bogotá pues hacia final del horizonte de estudio representan el 94% del total.

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.

Para determinar requerimientos futuros de suministro y transporte de combustibles se realizaron balances volumétricos de oferta y demanda, para lo cual fue necesario organizar las estimaciones de demanda a nivel de Nodos de consumo después de un análisis topológico del sistema de

transporte, utilizando puntos de entrega a lo largo de la red de poliductos (plantas de abasto). Luego con base en volúmenes transportados (CENIT), de ventas (ECOPETROL) y de compras y ventas de SICOM, se determinaron participaciones relativas por terminal y por fuente (gasolina, ACPM y Jet), que fueron aplicadas a la estimación para desagregarla.

Gráfica 5-20 Proyección Demanda Regional Jet Fuel -Escenario Base



La Tabla 5-9 presenta los Nodos de salida o de demanda y las Gráfica 5-,Gráfica 5- y Gráfica 5- resumen la estimación anual de demanda por tipo de combustible del escenario base.

Tabla 5-9 Nodos de Agregación de Demanda de Combustibles

Región	Nodo		
	Gasolina	ACPM	Jet Fuel
Norte	Baranoa	Baranoa	Baranoa
	Mamonal	Mamonal	Mamonal
	Importación 1	Importación 1	Importación 1
	Importación 2	Importación 2	Importación 2
Nororientes	Lisama	Lisama	Lisama
	Chimitá	Chimitá	Chimitá

Región	Nodo		
	Gasolina	ACPM	Jet Fuel
Central	Galán	Galán	Galán
	Medellín	Medellín	Pto Salgar
	Pto Salgar	Pto Salgar	Sebastopol
	Sebastopol	Sebastopol	
Oeste	Cartago	Cartago	Cartago
	Manizales	Manizales	Manizales
	Pereira	Pereira	Pereira
	Yumbo	Yumbo	Yumbo
Bogotá y Oriente	Buenaventura	Buenaventura	Buenaventura
	Mansilla	Mansilla	Mansilla
	Puente Aranda	Puente Aranda	Puente Aranda
	Tocancipá	Tocancipá	
Sur	Gualanday	Gualanday	Orito
	Neiva	Neiva	Importación 3
	Importación 3	Importación 3	

Fuente: UPME

Esta alternativa permitió diferenciar la demanda de grandes consumidores tanto para generación eléctrica (sistema interconectado y no interconectado), como de empresas mineras. Dicha opción respetó consideraciones socioeconómicas, tecnológicas, de transporte y ambiental, formuladas en cada uno de los escenarios. También supone que las participaciones se mantienen en el periodo de proyección y cada nodo representa puntos donde se ubican plantas de abasto servidas por poliducto.

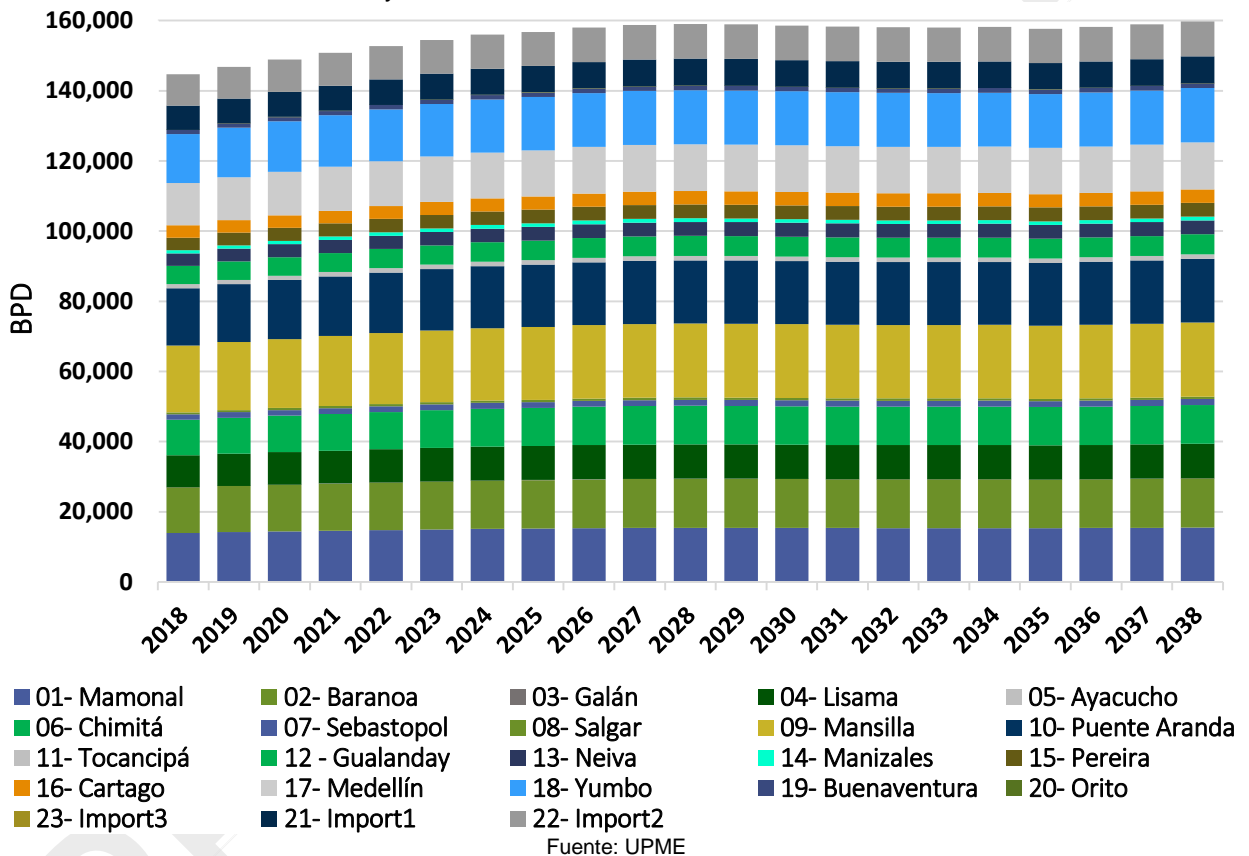
Es de anotar que las estimaciones de demanda incluyen volúmenes de gasolina y ACPM que normalmente no se distribuyen por canales legales, proviniendo del vecino país de Venezuela y que suman 16,306 BPD y 8,114 BPD respectivamente. Como estos volúmenes requieren una asignación geográfica, se tomó como criterio la afectación de los nodos Baranoa (50%), Lisama (25%) y Chimitá (25%), según análisis realizados con base en el cierre de frontera en años anteriores.

Los comportamientos de cada nodo de demanda varían de forma importante dependiendo de las características socioeconómicas de los departamentos que lo conforman, de circunstancias como

clima, topografía, desarrollo industrial y en general del entorno y especificidades de cada área seleccionada.

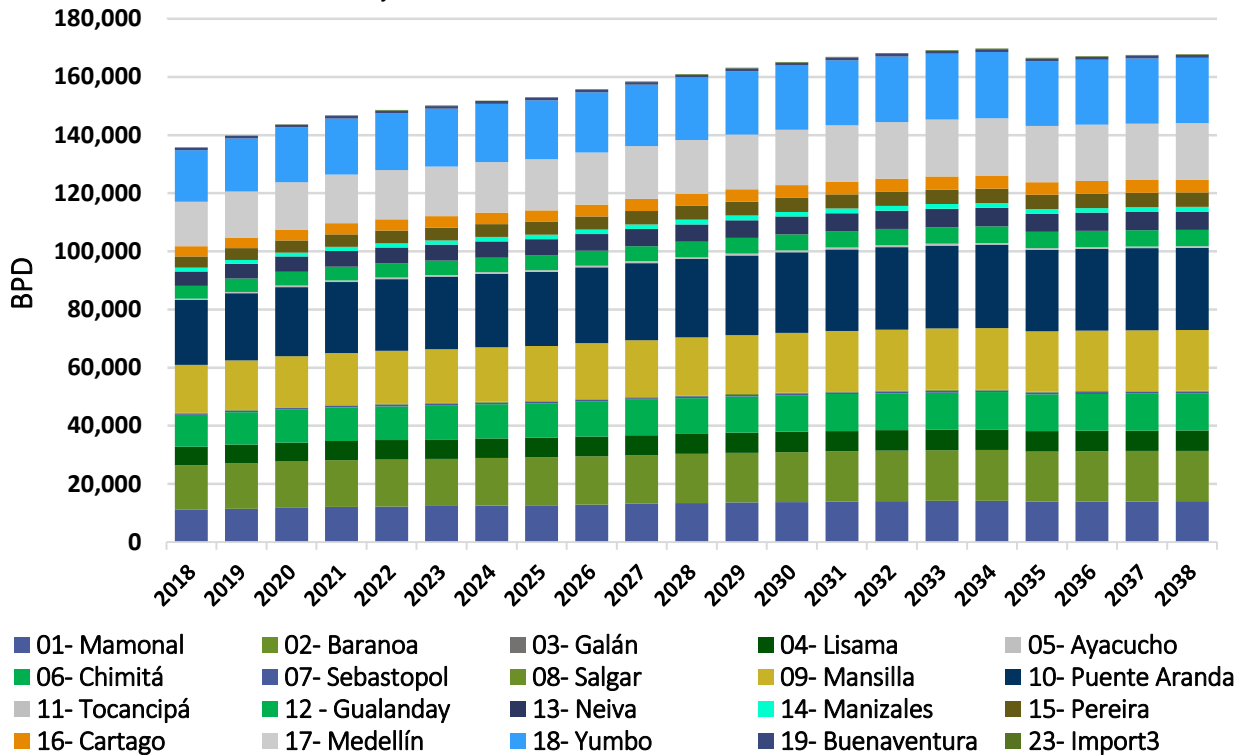
En ACPM el nodo que presenta la mayor participación es Mansilla que a lo largo del periodo de estudio mantienen en promedio el 13.2% seguido del nodo Puente Aranda que contribuye con un 11.3% del total nacional, mientras que la tasa de crecimiento de todos los nodos llega al 0.5% en el horizonte de proyección.

Gráfica 5-21 Proyección de Demanda Nodal de ACPM – Escenario Base



En gasolina la situación es diferente a la de ACPM, visto que el 72% del total se concentra en 6 nodos siendo Puente Aranda el de mayor contribución que en promedio durante el horizonte de estudio alcanza el 16.7%, seguido por Yumbo que responde por el 13.3% y luego Mansilla con 12.4%. Los otros tres nodos de participación significativa son Medellín, Baranoa y Mamonal.

Gráfica 5-22 Proyección de Demanda Nodal de Gasolina – Escenario Base



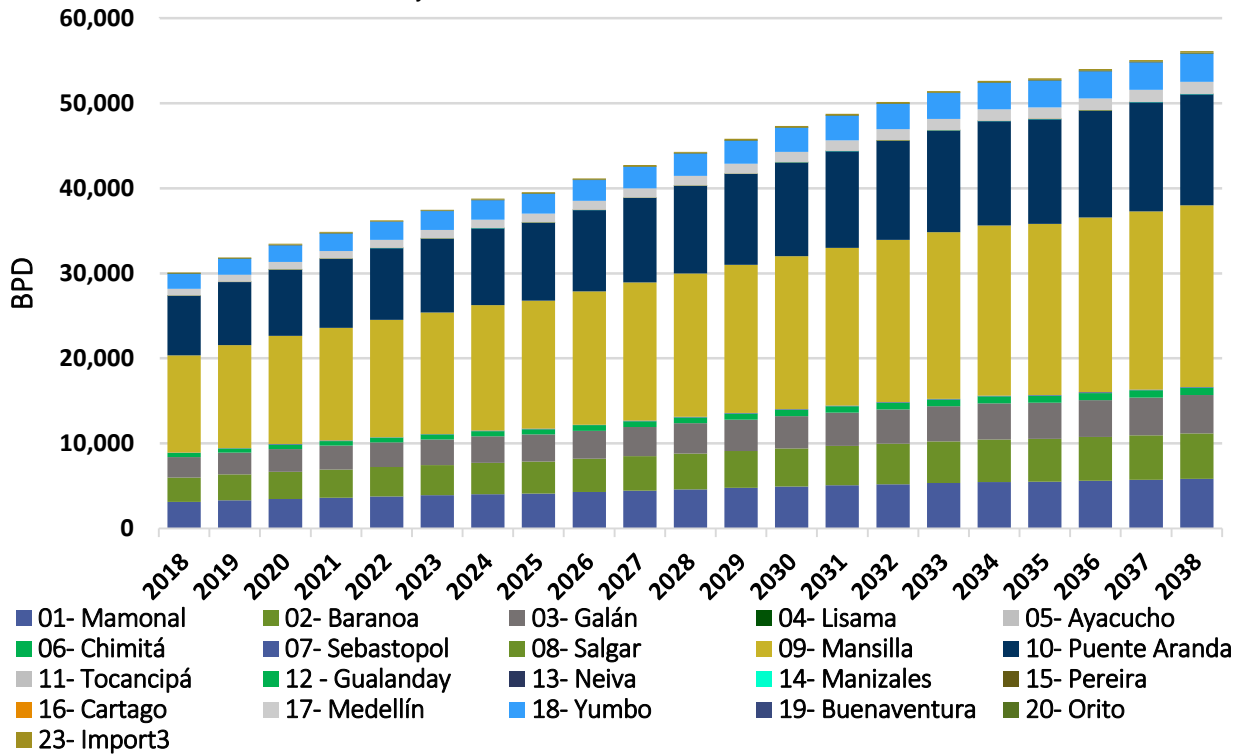
Fuente: UPME

El caso de Jet es un tanto particular, el 87% se concentra en 5 nodos de demanda siendo los nodos de Mansilla y Puente Aranda los de mayor participación sumando más del 60% del Jet que el país consumirá en el futuro. Hay nodos que no almacenan producto y otros que son mínima su contribución.

La tasa de crecimiento de largo plazo en el escenario medio se ubica en el 3.1% promedio anual, considerando que el transporte aéreo incrementará sus operaciones y pasa de ser un servicio exclusivo a uno masivo por el impulso dado al turismo y por el desarrollo de los TLC que ha venido incrementando el mercado de carga. Expertos señalan que se presentará un cambio significativo en los modos de transporte.

Luego de establecer los niveles de demanda por nada para los principales energéticos se realizan de balances volumétricos, los cuales son presentados en el capítulo seis donde se realizan los balances y en capítulo siete de abastecimiento, toda vez que proporciona la información de manera desagregada, necesaria para evaluar individualmente las líneas de transporte y determinar las cantidades de biocombustible a adicionar en las plantas de abasto, además de los requerimientos de suministro.

Gráfica 5-23 Proyección de Demanda Nodal de Jet – Escenario Base



Fuente: UPME

6 BALANCE OFERTA DEMANDA

Luego de considerar la alternativa más probable de oferta de petróleo crudo (escenario bajo) y de estimar la demanda de combustibles (escenario medio), se realizaron balances y análisis de mediano y largo plazo, para identificar las estrategias que posibiliten la vigencia de la estructura de abastecimiento de hidrocarburos en el país y se establezcan las modificaciones ya sean estructurales o no, que permitan y aseguren la atención de las necesidades nacionales de estas fuentes, en todo horizonte de planeación.

Para el análisis se desarrollaron dos modelos, uno para la simulación de la operación del sistema de petróleo y el otro para el de combustibles. Estas herramientas permiten en primer lugar analizar el potencial de producción de petróleo que puede ser obtenido de acuerdo con los planes de explotación de yacimientos de cada empresa operadora. Incluye además la capacidad de almacenamiento actual en cada uno de estos nodos con la intención de efectuar una comparación con las producciones anuales que llegan a cada nodo, lo que posibilita el cálculo del número de días de operación que pueden ser almacenados. Esta es una medida de la vulnerabilidad o fortaleza del sistema frente a la eventual suspensión del transporte, evento que se evaluará de manera compuesta frente a posibles fallas inesperadas del sistema.

En segunda instancia posibilita la identificación de restricciones del suministro frente a la demanda, y los flujos de crudo que llegan a las refinerías y su comparación con las capacidades de refinación, las cuales son conocidas y constituyen un dato de entrada. Igualmente considera las capacidades de almacenamiento de crudo en refinería, para evaluar los valores de carga por día de operación y las necesidades de ampliación en cada periodo que se requiera.

Así pues, se simuló el funcionamiento del sistema bajo las siguientes condiciones: i) escenario de producción de petróleo, ii) proceso de refinación de crudo en las plantas de Cartagena y Barrancabermeja, y iii) escenario de demanda organizado por nodo, donde se deduce el biocombustible adicionado, tanto en la refinería como en los mismos Nodos en función de los porcentajes establecidos en la regulación para el caso de ACPM. En cuanto gasolina se descontó la cantidad de alcohol que debe ser agregado en cada Nodo en la proporción establecida por la normatividad vigente.

Como el objetivo es el de garantizar el abastecimiento de las refinerías minimizando eventual dependencia de los mercados externos; como tal, el modelo prioriza la carga de la refinería de Barrancabermeja y posteriormente la de Cartagena y los volúmenes restantes los cataloga como exportaciones, atendiendo lo establecido por la legislación actual. Parte de los resultados que el modelo proporciona es la información anual de los balances de crudo, posibles importaciones y exportaciones. El segundo modelo se centra en la producción de combustibles líquidos básicos, los cuales hacen referencia a: gasolina corriente básica, gasolina extra básica, ACPM y Jet Fuel. Luego

simula la operación de transporte de combustibles a través del sistema de poliductos, partiendo desde las refinerías y/o los puertos de importación, llegando hasta los terminales o nodos de distribución, donde se entrega a los distribuidores mayoristas, evaluando la capacidad del sistema para entregar estos combustibles resultantes del proceso de refinación a los centros de distribución mayorista.

Al igual que en el caso anterior, se compara la producción de combustibles básicos y biocombustibles dependiendo del caso con la capacidad de transporte por poliductos y con la demanda nacional a nivel de nodo, con el propósito de determinar potenciales faltantes o cuellos de botella que se presenten en la movilización de estos combustibles a los terminales mayoristas del país. Evaluación que se presenta en el Capítulo 7.

Adicionalmente analiza la producción de biocombustibles (alcohol carburante y biodiesel) la capacidad del sistema para su entrega actual y futura a las plantas de mezcla (refinerías y/o plantas de abastecimiento mayoristas), teniendo en cuenta que la demanda está regionalizada y agrupada por Nodo y los porcentajes de mezcla están definidos por regulación. Como resultado el modelo proporciona toda la información de déficit o excedentes de requerimientos biocombustibles y de infraestructura que pudieran presentarse en algunos de los sistemas.

6.1 Upstream

Definido el escenario de oferta de crudos que en este análisis se refiere al escenario bajo y a partir de pronósticos de producción de las empresas que operan los distintos campos petroleros se generaron los perfiles de producción para cada uno de estos, que luego fueron ubicados geográficamente y se agruparon por Nodos, tal como se muestra en la Tabla 5-4 y la Gráfica 5-5.

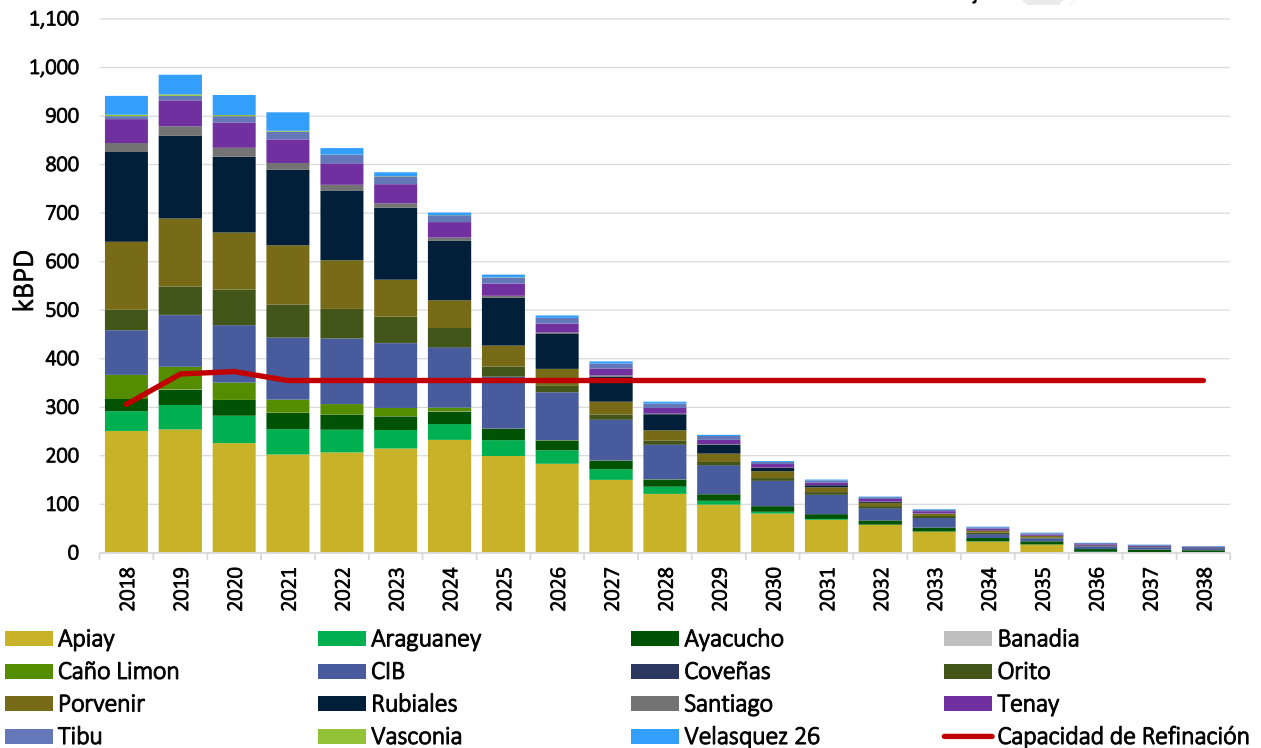
Este escenario de producción puede ser en la práctica controvertido y es previsible que a medida que avance el tiempo se cuente con información adicional que permita elaborar mejores estimativos de mediano y largo plazo. Sin embargo, es de recordar que los escenarios de producción a su vez dependen directamente de la proyección de precios del petróleo lo que resulta ser un tema difícil de estimar, y que en la práctica, no es posible fundamentar con niveles superiores al considerado como más probable.

La Gráfica 6-1 presenta el escenario bajo de oferta de petróleo distribuido por Nodo de agregación, el cual se contrasta con la información de capacidad de refinación existente actualmente en el país (con factor de servicio promedio de 80% de las dos refinerías), con la finalidad de establecer necesidades o excedentes de crudo, los que están indicando excedentes importantes de crudo hasta el año 2027 y cierta holgura a mediano plazo que significan posibilidad de continuar exportando petróleo por algunos años más. Hacia el año 2028, se requeriría importación continua de los dos tipos de crudo, livianos y pesados, sin embargo como se señaló en las secciones 5.4.1 y 5.4.2, con anterioridad al 2027 se advierte la necesidad de importar crudo liviano para cumplir la

dieta de las refinerías, a fin para maximizar los rendimientos volumétricos y la eficiencia productiva de dichas plantas.

Teniendo en cuenta que este escenario de oferta de crudo considera el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada, es necesaria su implementación para añadir reservas efectivamente y obtener los niveles de producción que se plantean y de esta forma ir construyendo viabilidad para la ejecución de las recomendaciones.

Gráfica 6-1 Balance Volumétrico de Petróleo – Escenario Bajo



Fuente: UPME

6.2 Downstream

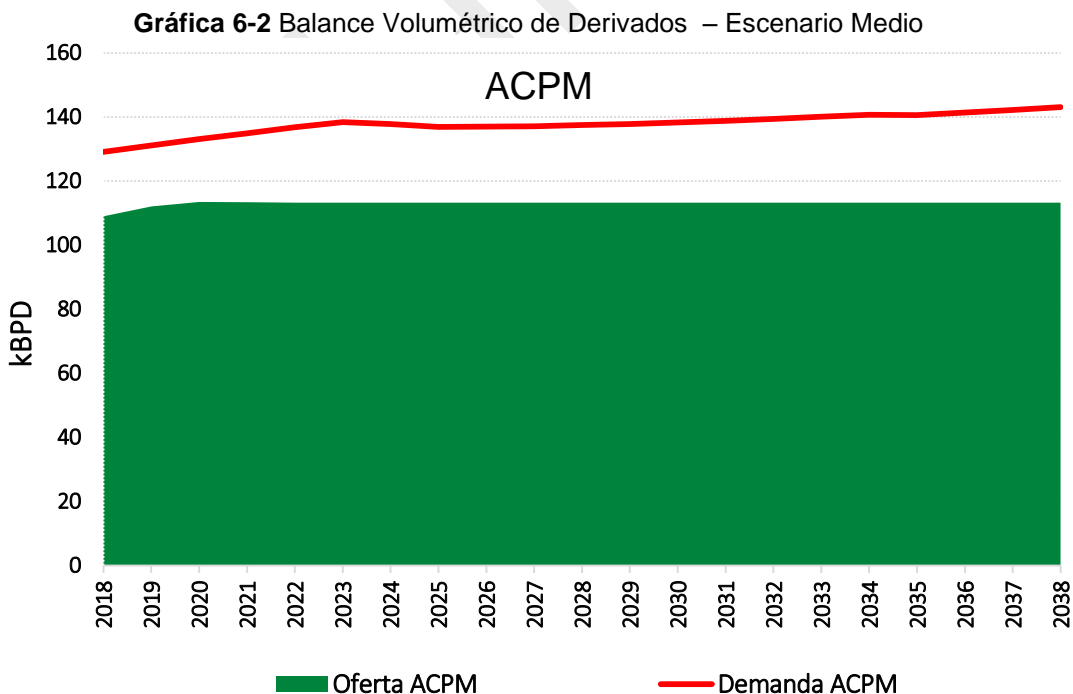
Una vez definidos los escenarios de demanda de cada uno de los derivados, se organizó esta prospectiva por regiones y nodos, con el doble propósito de realizar los balances volumétricos por fuente para establecer las magnitudes de déficit o de excedentes de cada producto a nivel nacional y regional, así como las necesidades de importación de manera individual que luego servirán de insumo para evaluar en cada nodo de demanda las restricciones que impone el actual sistema colombiano de transporte de derivados (Tabla 5-9). En términos generales el procedimiento consistió en la definición de dos Nodos de oferta de derivados correspondientes a las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja cuyas producciones agregadas por tipo de combustible fueron

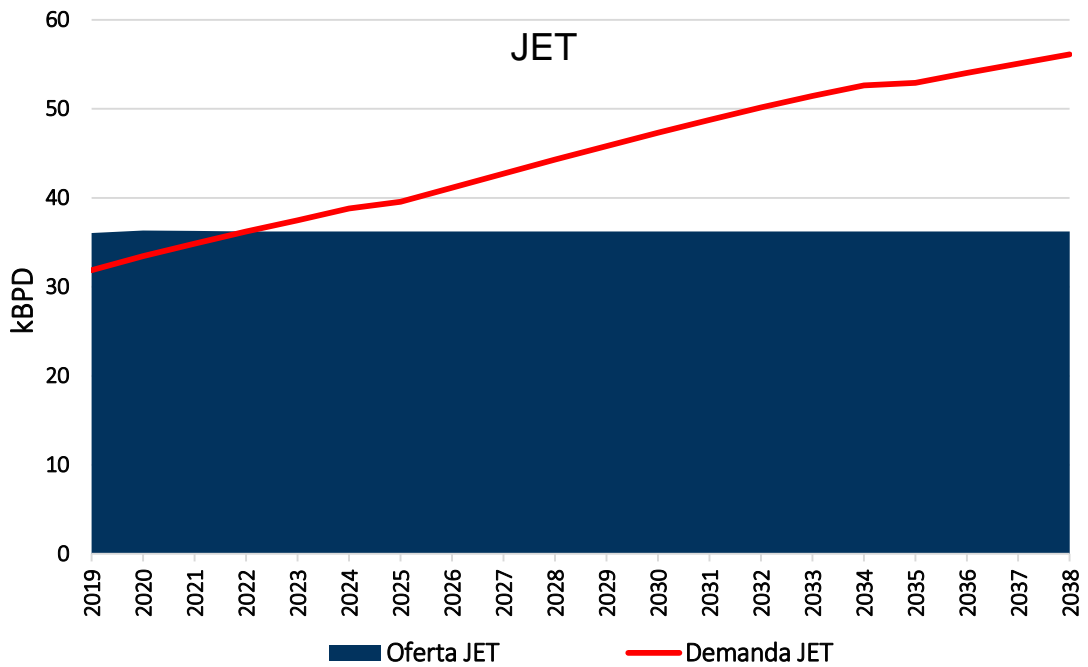
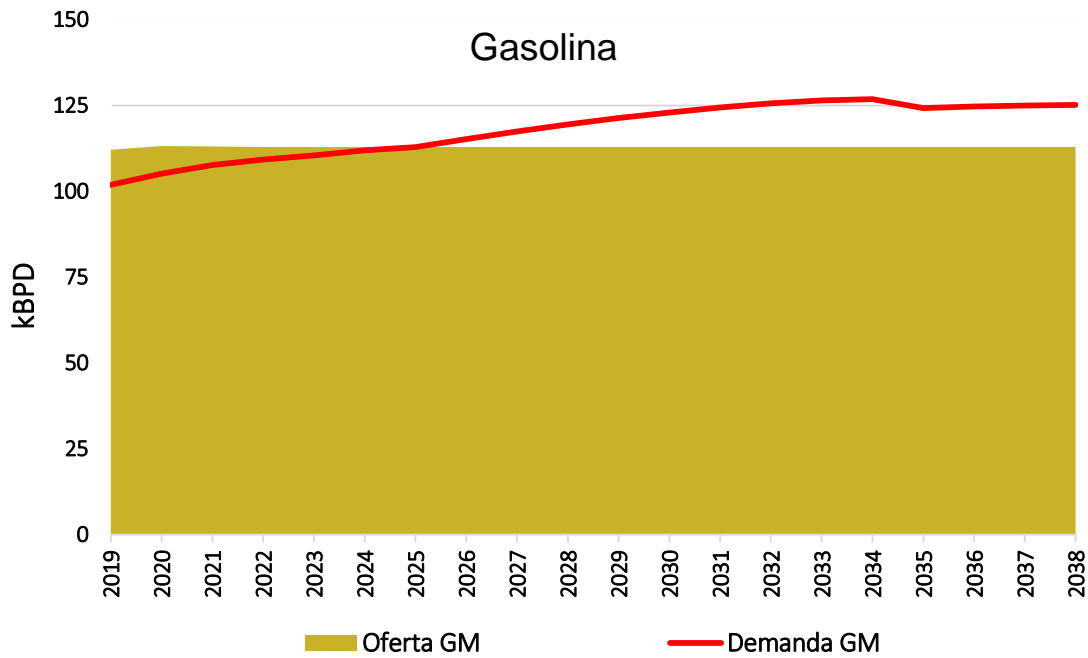
contrastadas con las estimaciones de demanda del escenario medio; ejercicio que se repitió a nivel regional y nodal.

Los resultados que se presentan en la Gráfica 6-2 permiten observar la situación de oferta y demanda de cada uno de los tres principales energéticos requeridos por la sociedad colombiana, aclarando que en este balance están descontados los volúmenes de biocombustibles tanto en oferta como en demanda.

Los resultados del balance volumétrico, muestra diversas situaciones de abastecimiento, pues en primera lugar se observa que en ACPM hay un desequilibrio importante, forzando su importación en volúmenes crecientes hasta el final del periodo de estudio. En segunda instancia la situación de gasolina no es muy distinta a la de ACPM indicando que en el año 2024 se cruzan las curvas de oferta y demanda.

Sin embargo en gasolina de todas formas es indispensable la importación aún en épocas de equilibrio, por razones de calidad del producto nacional, que exige mezclas con gasolina importada de alta calidad para adecuarse a las especificaciones que ordena la normatividad colombiana. Por último se encuentra JET que muestra pequeños excedentes hasta 2021, siempre que se consolide el escenario medio de demanda. Luego se realizó el balance de manera independiente para Costa y para el Interior a fin de establecer los excedentes y déficit en el plano regional y de la misma manera identificar necesidades de infraestructura de abastecimiento

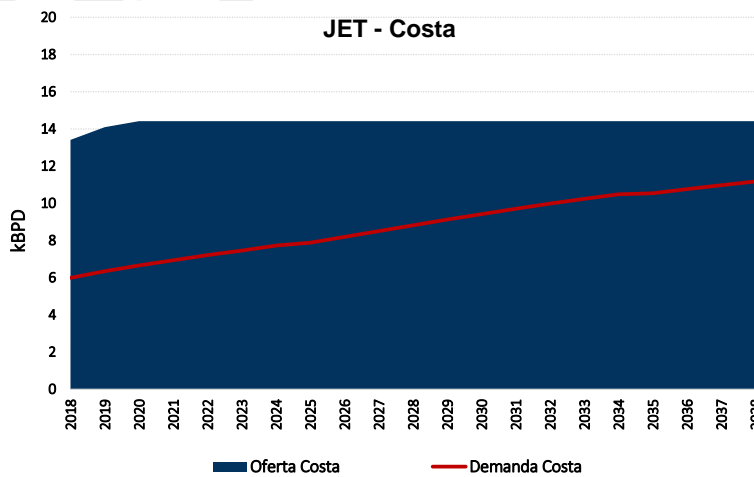
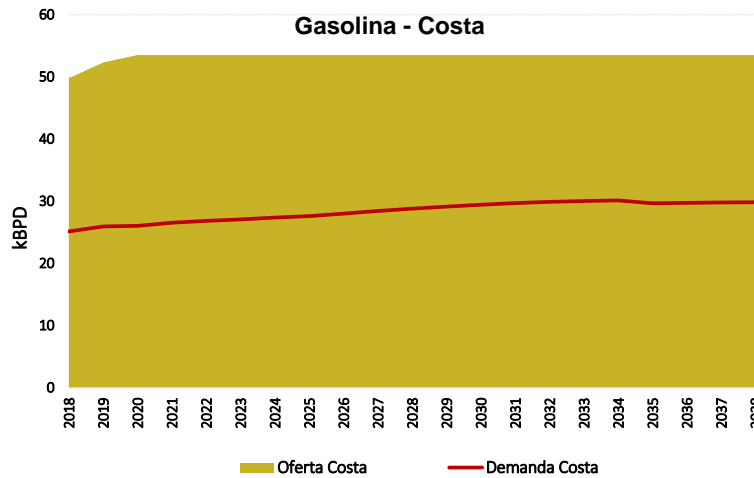
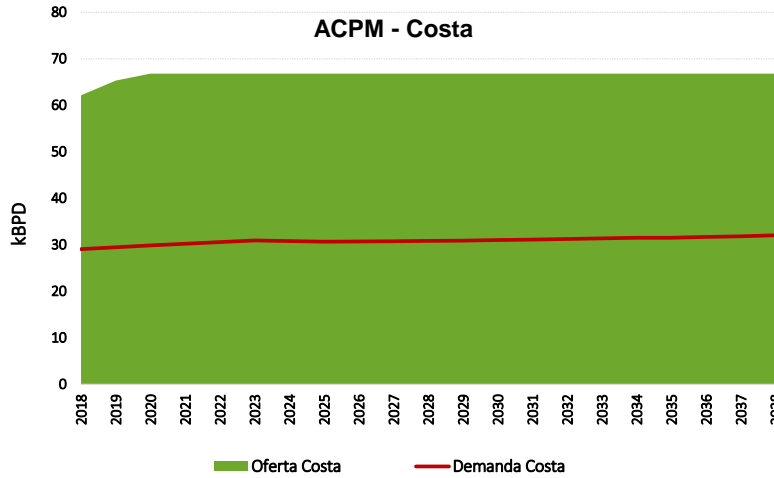




Fuente: UPME

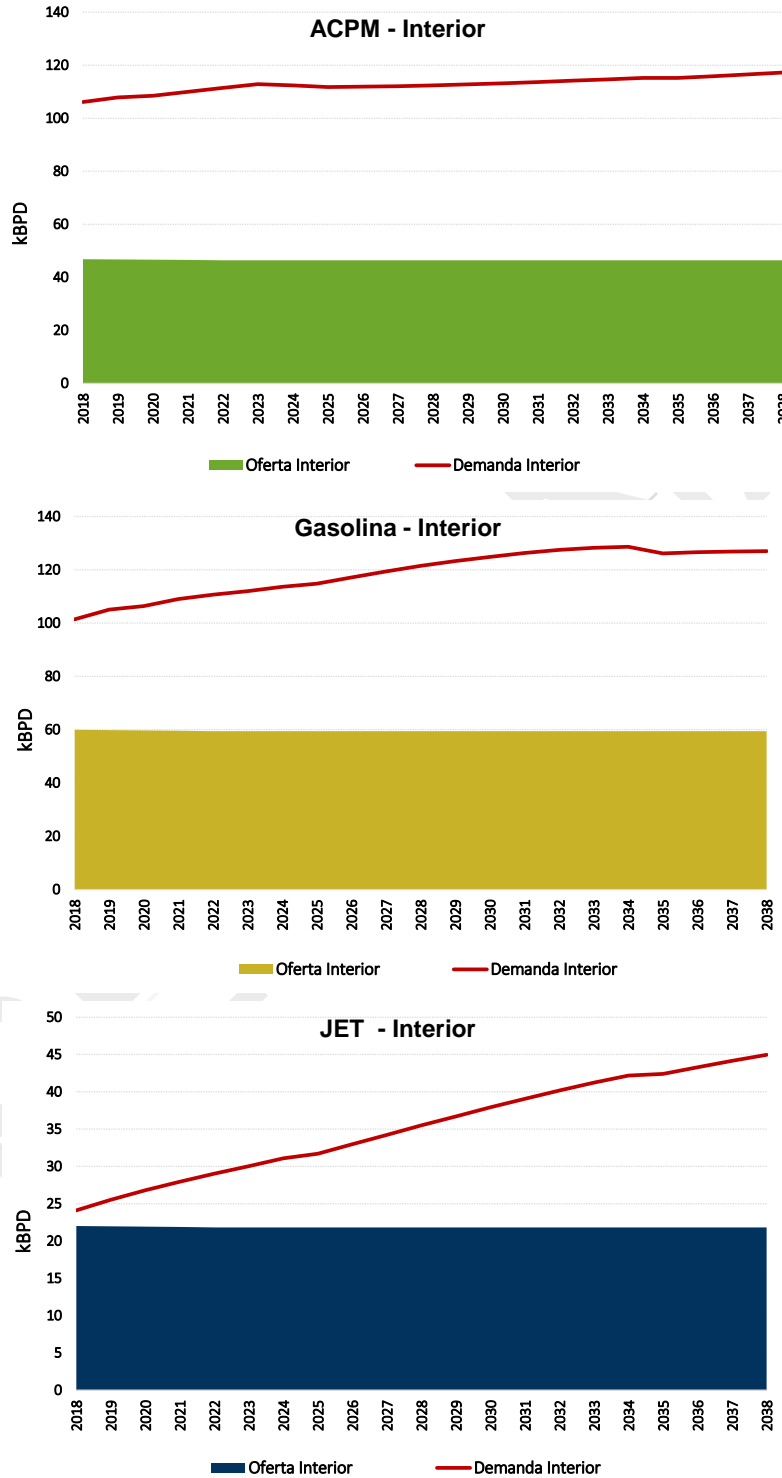
A continuación la Gráfica 6-3 muestra el balance volumétrico de la Costa y la Gráfica 6-4 muestra el correspondiente al Interior, desagregada por fuente

Gráfica 6-3 Balance Volumétrico de Derivados en Costa – Escenario Medio de Demanda



Fuente: UPME

Gráfica 6-4 Balance Volumétrico de Derivados en Interior del País – Escenario Medio de Demanda



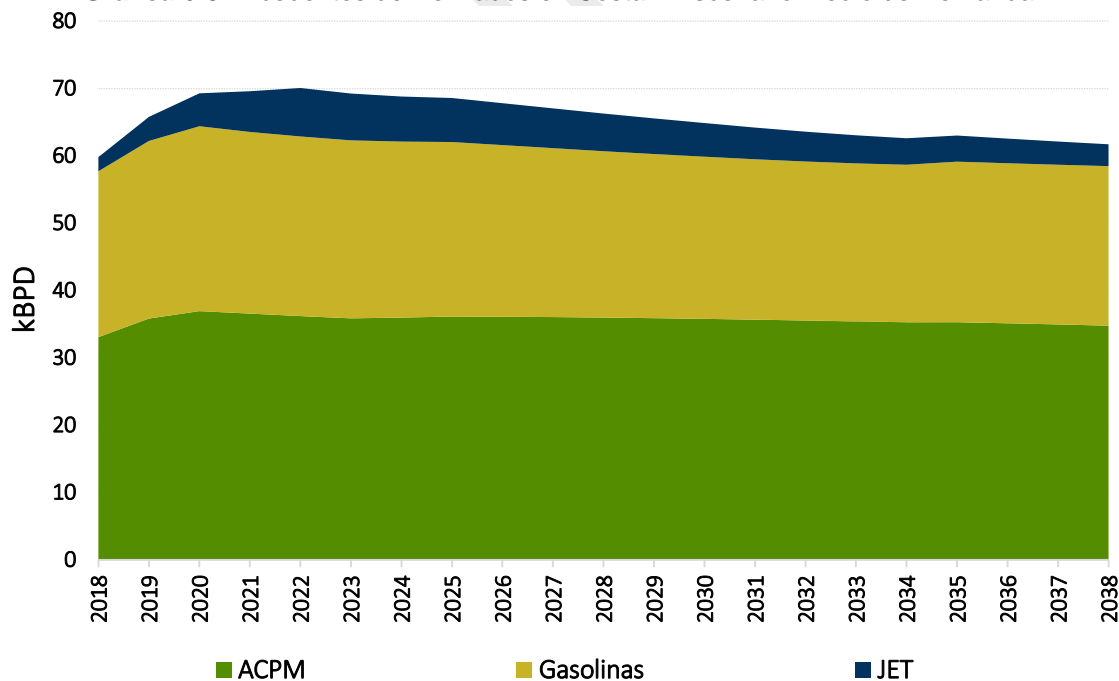
Fuente: UPME

Valorada el estado de balance en cada energético se advierte que en la Costa hay excedentes durante el intervalo de estudio que se argumenta en una menor demanda comparada con la demanda del Interior del país y en una oferta que recientemente se incrementó de forma significativa por la ampliación y mejoramiento tecnológico de la refinería de Cartagena.

Por otra parte, en el Interior del país la situación es completamente opuesta, en virtud de una demanda que representa cerca del 80% de la totalidad del país y de una oferta interna de combustibles decreciente a causa de una refinería como la de Barrancabermeja que viene disminuyendo su capacidad de carga, a causa una dieta de crudo cada vez más pesada que reduce su eficiencia productiva. Además, por falta de conexión directa entre las dos refinerías no posibilidad de optimización del abastecimiento y las operaciones para abastecer la demanda del Interior del país son complejas, pues se requiere de diversos medios de transporte para ubicar los productos que provienen de Cartagena y del mercado externo.

Vista la insuficiencia de oferta interna para atender los requerimientos de ACPM y de gasolina motor en el Interior del país tanto en el corto como en el largo plazo, es indispensable que los excedentes de la refinería de Cartagena se constituyan en la primera opción para el abastecimiento del Interior mientras ello sea posible. Si continúa el desequilibrio se importan los productos fundamentales como viene ocurriendo desde hace algunos años. La Gráfica 6-5 muestra los volúmenes excedentes en la Costa que se deben movilizar hacia el centro del país.

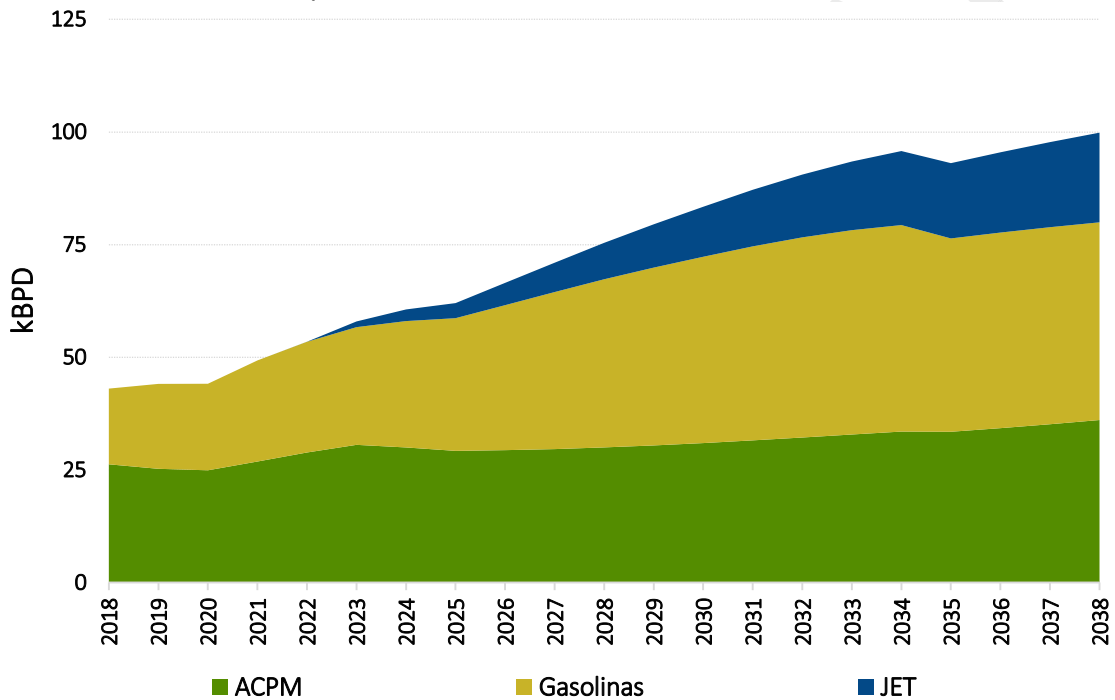
Gráfica 6-5 Excedentes de Derivados en Costa – Escenario Medio de Demanda



Fuente: UPME

Considerando los resultados del balance volumétrico nacional agregado por fuente (Gráfica 6-2), se requiere importar ACPM, gasolinas y en el futuro incluso de Jet. En cualquier caso estos volúmenes deben destinarse a equilibrar oferta y demanda del Interior para no comprometer el abastecimiento de dicha región. La Gráfica 6-6 presenta los requerimientos de importación de los combustibles fundamentales, para cubrir las necesidades de combustibles en el escenario medio de demanda. Definidas estas cantidades, se delimita el déficit de oferta y de igual forma se identifica la capacidad de la infraestructura para movilizar estos volúmenes a los lugares que lo requieran.

Gráfica 6-6 Importación de Derivados – Escenario Medio de Demanda



Fuente: UPME

Los resultados de importación se refieren única y exclusivamente a combustibles fósiles, en virtud de la falta de obligatoriedad en el abastecimiento de biocombustibles. Sin embargo, como las mezclas con biocombustibles se realizan en refinería o planta de basto según sea el caso, en el capítulo 9 se adelantarán los respectivos análisis, por cuanto el sistema de poliductos transporta biodiesel.

7 ANALISIS DE ABASTECIMIENTO

El análisis de abastecimiento comprende la simulación del comportamiento del sistema en su conjunto, es decir de los componentes Upstream que hace referencia al abastecimiento de petróleo abarcando la producción y transporte de crudo hasta refinería y del Downstream que comprende la producción e importación de combustibles y transporte, partiendo desde las refinerías y/o los puertos de importación, llegando hasta los terminales o nodos de demanda, donde se entrega los refinados a los distribuidores mayoristas.

La configuración de la oferta, transporte y procesamiento de petróleo crudo, así como el transporte y distribución de los productos, implica la incorporación de una multiplicidad de variables que deben ser tenidas en cuenta y coordinarse para la conformación de una estructura coherente que evalúa la capacidad de los sistemas existentes para atender las demandas del país en las zonas y regiones en que se producen, los días de operación disponibles frente a la capacidad de almacenamiento, y los demás elementos relevantes del mercado.

Normalmente, mientras que las demandas de combustibles tienden a ser crecientes en el tiempo, la infraestructura para su manejo lo hace en forma discreta, con incrementos puntuales. Por tanto, se analiza el funcionamiento del sistema con las siguientes premisas: i) escenario de producción de crudo, ii) topología del sistema de transporte de crudo, iii) proceso de refinación de crudo en Cartagena y Barrancabermeja, iv) Topología del sistema de transporte por poliductos v) escenario de demanda organizado por nodo de demanda.

7.1 Upstream

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.

7.1.1 Transporte por Ductos

Los principales aspectos que caracterizan el transporte de petróleo hacen referencia al diseño de oleoductos, donde se consideran variables, como los puntos de entrada y salida, las distancias a recorrer, la ruta por donde se va a construir, la topografía, los volúmenes de crudo a transportar y su calidad (Gravedad API, viscosidad y otras variables).

Esta información permite calcular diámetro y espesor de tubería, el tipo de acero, recubrimientos de protección, tipo de bombas a utilizar, potencia requerida, sistemas de medición, monitoreo y seguridad, número y ubicación de estaciones de bombeo intermedias y sus características, así como la capacidad de almacenamiento en los puntos de entrada y salida. Así, cada oleoducto es diseñado para un volumen dado y para una calidad de crudos determinada, parámetros que se reflejan en la operación; pero en la medida en que cambien las propiedades del fluido a transportar, asimismo cambia el desempeño del oleoducto.

Si el crudo a transportar es más pesado y viscoso, se requerirá mayor potencia para vencer la resistencia del producto a fluir y las presiones hidrostáticas propias del trazado. Por ello el modelo hace una simulación del efecto de transportar crudos más livianos o más pesados que el crudo de diseño, calculando el impacto o afectación que surge, determinando un factor de ajuste, año por año, dependiendo de la mezcla de crudos disponible para cada oleoducto.

El análisis se efectúa considerando la operación Nodo por Nodo y oleoducto por oleoducto empezando por establecer la calidad de las mezclas de crudo en cada Nodo de acopio y en caso de que esta sea inferior a 20°API calcula la cantidad de diluyente y la afectación de cada ducto, por la variabilidad de la calidad de las mezclas, las cuales normalmente son distintas a la calidad del petróleo utilizado para el diseño del oleoducto.

Definidos los valores de afectación por el cambio de gravedad API, luego se calcula los máximos volúmenes que movilizará cada uno de los ductos. Esta capacidad puede variar de un periodo a otro para un mismo oleoducto en la medida que se modifique la participación de los diversos crudos que llegan al Nodo, cada uno con su °API particular. La simulación también incluye un análisis del almacenamiento disponible en cada nodo y se determinan los días de flexibilidad operacional, indicándose las necesidades adicionales para cubrir un periodo de tiempo y se define el año de máxima necesidad de almacenamiento.

En todo caso, se busca cargar los oleoductos hasta llegar al punto de máxima capacidad con el fin de minimizar el uso de carrotanques. 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.

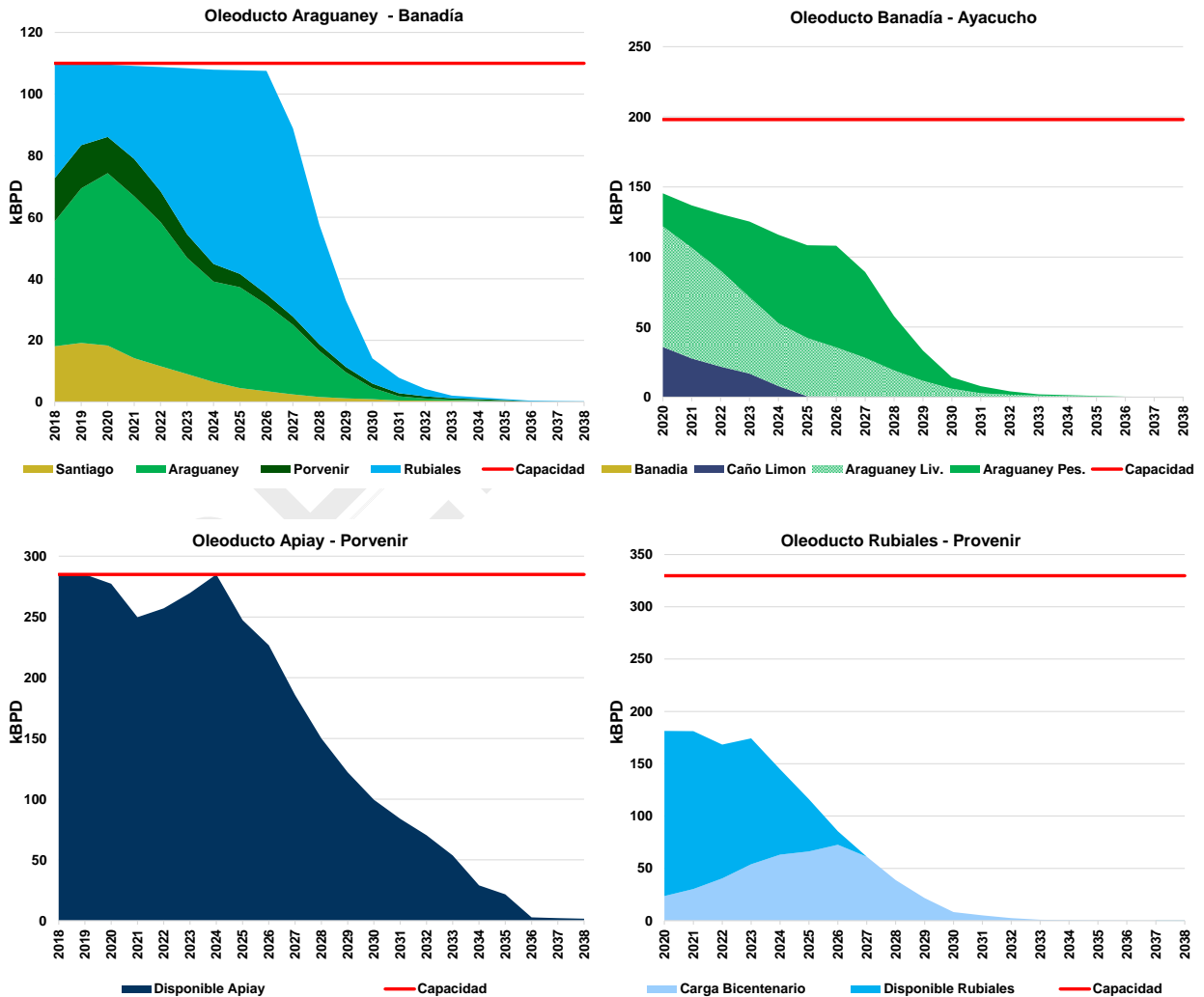
Previamente se hizo el análisis de carga de los Nodos generales que, como se expuso en la sección 5.2 solo acopian producción de sus áreas de influencia, sin revestir una evaluación de complejidad como son los Nodos: Apiay, Rubiales, Araguaney, Santiago, Caño Limón, Tibú, Tenay, Orito y Velásquez 26. No ocurre lo mismo con el análisis de los Nodos de concentración que son receptores de distintas cantidades que provienen de Nodos generales, donde el

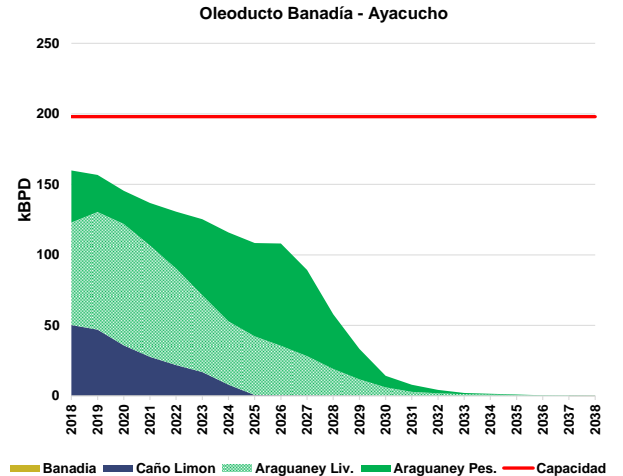
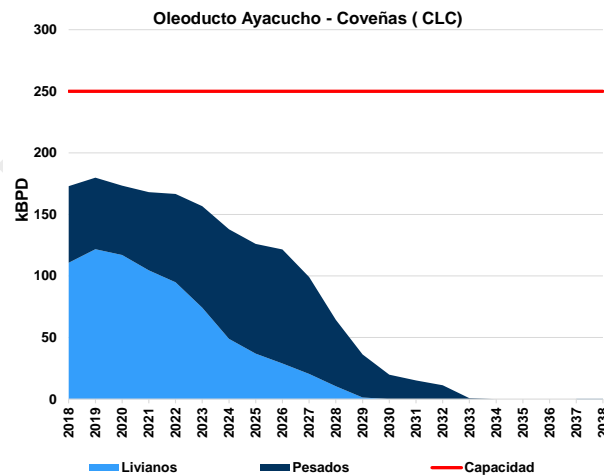
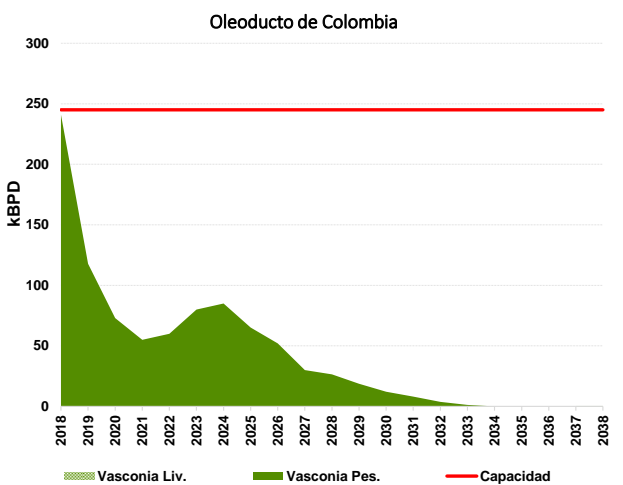
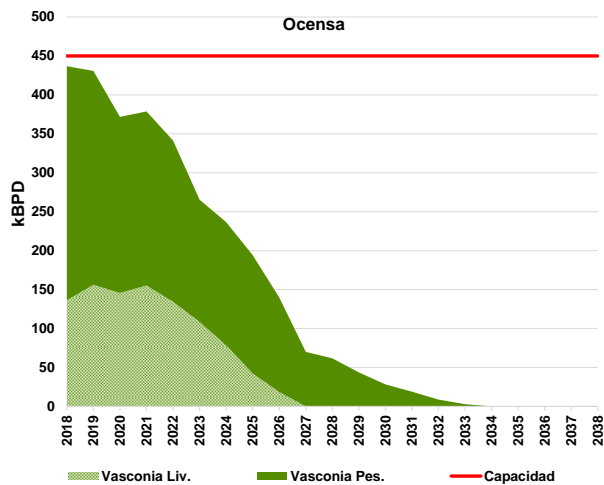
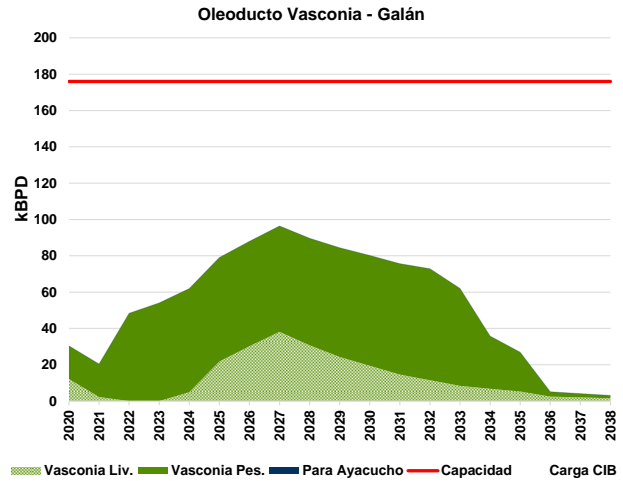
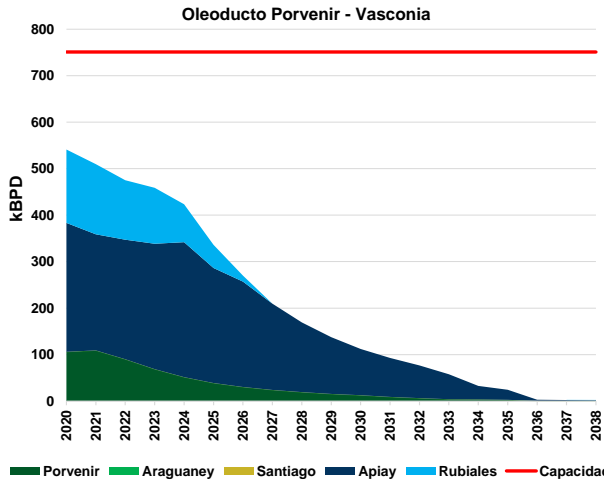
volumen máximo a transportar corresponde a la capacidad del oleoducto en cuestión y los excedentes de deben ser transportados por otro medio.

La

Gráfica 7-1 presenta el balance de crudo del escenario base incluyendo los sistemas de transporte. En este escenario de producción, el oleoducto Araguañey–Banadía (Bicentenario) llega a su máxima capacidad de transporte con un total de 110 kBPD, y se sostiene hasta el año 2026. Los volúmenes que llegan a Banadía se suman con los que vienen por la línea Caño Limón-Banadía y siguen por el tramo Banadía-Ayacucho la cual no llega a su nivel de capacidad máxima en el periodo de análisis. Una vez en Ayacucho, la mezcla sigue hacia a la refinería Barrancabermeja como carga a refinería o a Coveñas para exportación o transporte a Cartagena.

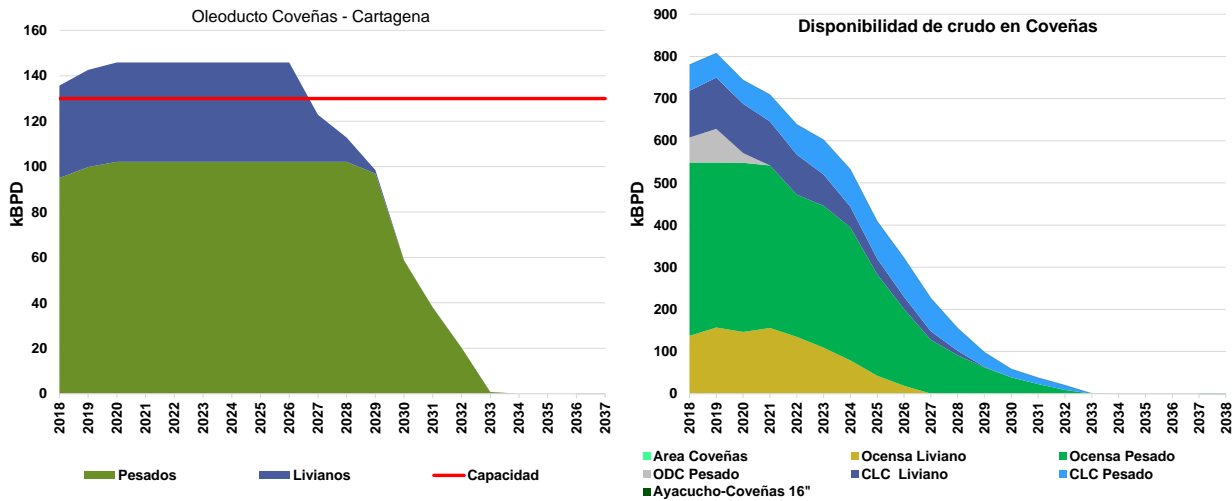
Gráfica 7-1 Balance de Petróleo con Transporte – Escenario Bajo





Avenida calle 26 No 69 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37
 Línea Gratuita Nacional 01800 911 729
www.upme.gov.co





Fuente: UPME

En lo que respecta a los oleoductos del sur hasta Barrancabermeja, se observa que las líneas Apiay-Porvenir y Rubiales –Porvenir cuentan con capacidad suficiente para la movilización de los crudos lo mismo que los oleoductos Porvenir-Vasconia y Vasconia-Galán que mueven el crudo para la operación de Barrancabermeja tienen igualmente capacidad suficiente y no se ve comprometido el transporte de dichos crudos. Si bien el oleoducto Apiay –Porvenir muestra cierta estrechez entre los años 2024 y 2026, no da señales de requerir ampliación en este escenario de producción.

En general, lo que no se requiere para la operación de la refinera de Barrancabermeja, se transporta a Coveñas para exportación o para su movilización a REFCAR con el fin de proveer la dieta de dicha refinera, tal como se presentó en la Gráfica 5-6.

El sistema Ocenca actualmente está cerca de su límite de su capacidad estimada en 550,000 barriles día, sin embargo la disminución de oferta de crudo hace que la capacidad sea suficiente. Por su parte el Oleoducto de Colombia tiene capacidad sobrante durante todo el ciclo de estudio, lo mismo que la línea desde Ayacucho hasta Coveñas.

Con lo anterior, los volúmenes que llegan a Coveñas son de aproximadamente 780,000 barriles día volumen que luego comienza un descenso sostenido hasta llegar a niveles prácticamente de cero en el 2030. De estos se toma la carga para la refinera de Cartagena y el crudo restante se destina a la exportación volúmenes, información presentada en la última parte de la

Gráfica 7-1.

El sistema Coveñas–Cartagena se encuentra al límite de capacidad y parte de los volúmenes que requiere la refinera se movilizan por medios de transporte distintos al ducto Coveñas–

Cartagena, en los que se incluye carrotanques y cabotaje desde Tumaco, sin embargo la ubicación de esta refinería ha permitido su abastecimiento continuo ya sea mediante eventuales importaciones de crudo, además de la disponibilidad de almacenamiento de crudo en las instalaciones de REFICAR, al igual que en Coveñas, que le permiten flexibilidad para la operación.

Es evidente que en algunos de los tramos del sistema se llega a la capacidad máxima en situaciones puntuales. Sin embargo, una vez ocurren estas situaciones se vuelven presentar excedentes de capacidad considerando que la producción petrolera del país desciende de manera continua durante el periodo de análisis, por el escenario de producción de crudo considerado (bajo). En otras líneas del sistema como es el caso del Oleoducto de Colombia (ODC) se presentan excedentes de capacidad todo el tiempo y en algunos años del análisis el volumen transportado llega a cero.

En vista de los excedentes que contempla el sistema de transporte consecuencia a su vez del escenario de producción bajo, no parece justificarse, al menos desde el punto de vista volumétrico, la construcción de nuevos mega proyectos de transporte. Sólo el descubrimiento de nuevas reservas por un volumen significativo justificaría plantear nuevos proyectos de transporte a fin de llevar esta producción al mercado internacional o para las refinerías colombianas.

7.1.2 Transporte en Carrotanque

Como se mencionó anteriormente, es necesario el uso de carrotanques para movilizar el crudo en campos aislados y que no cuentan con una conexión directa al sistema de transporte nacional, o por circunstancias de carácter económico que hacen inviable expansiones del sistema actual, tal como ocurre en el nodo de Apiay, donde parte de la producción tiene que ser transportada hasta Porvenir punto en el cual se cuenta con posibilidad de ingresar dicha producción a las distintas líneas de transporte y que depende de la calidad y propiedad del hidrocarburo.

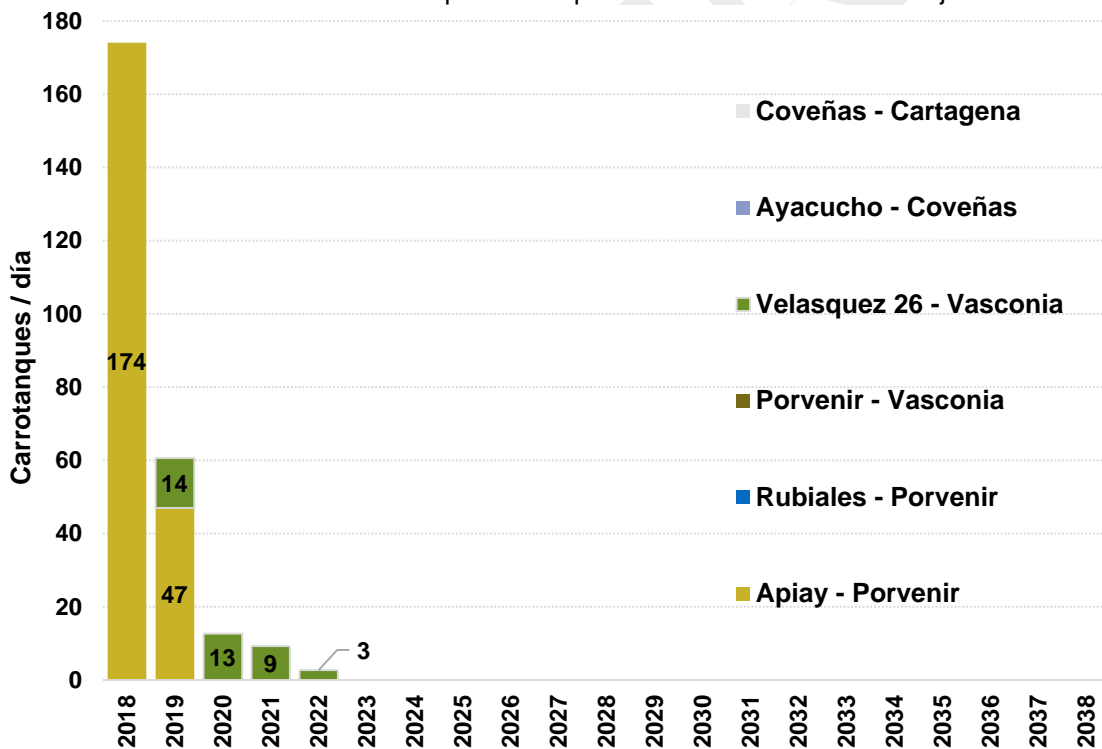
Algo análogo sucede en el Nodo Velásquez y parte del petróleo crudo es llevado mediante transporte terrestre a otros Nodos como Vasconia o refinería de Barrancabermeja, dependiendo de la configuración de despacho del crudo.

La Gráfica 7-2 muestra el número de carrotanques que deben utilizarse permanentemente para evacuar los requerimientos de crudo que no tienen asegurado el transporte por el sistema de oleoductos bien sea por que se trata de campos aislados o por limitaciones en el transporte en alguno de los tramos, considerando el escenario bajo de oferta de crudo.

El cálculo del número de carrotaques se efectúa a partir del volumen que se requiere transportar, la distancia desde la fuente hasta el punto de entrega, el tiempo promedio de viaje redondo, tiempo de cargue y descargue y jornadas laborales de 12 horas. Los resultados señalan que a partir del año 2018 se reduce ostensiblemente el número de vehículos requeridos para movilización de petróleo por este medio, en razón a la declinación de la producción de petróleo.

El modelo utilizado para el análisis no pone límite al volumen de crudos que se deben transportar por carrotaques ni al número de carrotaques que se pueda llegar a requerir. El valor agregado de volúmenes a transportar por carrotaques y las rutas en las cuales se requieren, es un claro indicativo de la necesidad o no de nuevos oleoductos, la ruta que se debe cubrir los factores de ocupación o simplemente evalúa posibles expansiones que garantice en el movimiento del crudo, durante el periodo de análisis.

Gráfica 7-2 Demanda de Vehículos para Transporte de Crudo – Escenario Bajo Oferta Crudo



Fuente: UPME

Por definición, todos los carrotaques que se requieren para mover los excedentes de producción en los Llanos (con excepción del área de Caño Limón), cubren la ruta Llanos – Vasconia, donde se asume que son descargados y el crudo es bombeado por los sistemas disponibles, bien sea hacia la Refinería de Barrancabermeja o hacia el puerto de Coveñas para

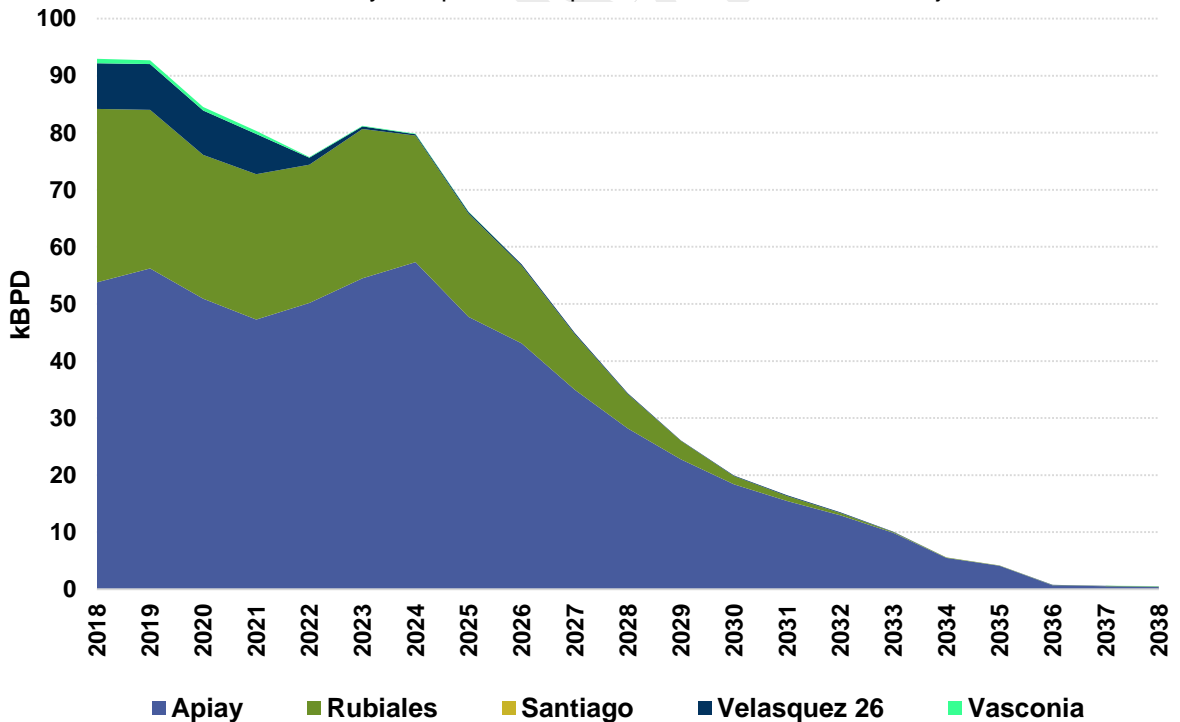
ser reenviado hacia la Refinería de Cartagena o finalmente exportarlo. Evidentemente el transporte por este medio es costoso y menos eficiente que por oleoducto, no obstante es la forma de evacuar el petróleo de los campos productores hacia sitios de acopio.

7.1.3 Requerimiento de Diluyente

En la práctica se considera que los crudos con gravedad API menores que 20° necesitan ser mezclados con un diluyente para poder ser transportados de manera económica, aunque hoy en Colombia se está evaluando la posibilidad de transportar crudos con viscosidades cercanas a los 600 cSt, que desde luego demandan mayor cantidad de energía para la operación y disminuyen la capacidad del ducto.

Para este trabajo se consideró que la mezcla de crudo con diluyente debe alcanzar como mínimo las especificaciones de un compuesto de 20° API, la cual es desplazable a través de los distintos sistemas de bombeo. En cada ducto analizado se evaluaron las implicaciones de la calidad de petróleo producido y mezcla resultante, calculándose los volúmenes de diluyente requerido para viabilizar su transporte. El resultado de las necesidades de diluyente para la movilización del crudo se presenta en la Gráfica 7-3.

Gráfica 7-3 Volumen de Diluyente para Transporte de Crudo – Escenario Bajo de Oferta Crudo



Fuente: UPME

En tal sentido, el modelo de simulación determina las cantidades de diluyente necesarios para que la mezcla de crudo en cada Nodo que así lo requiera, pueda alcanzar la gravedad API de referencia permitiendo continuar con el proceso de transporte. El nodo Apiay constituye el de mayor demanda seguida por el nodo Rubiales

De acuerdo con los resultados de la simulación se estima que en el año de mayor consumo el volumen llega a 95,000 barriles día y disminuye sus requerimientos de forma paulatina en los siguientes años, mientras que después del año 2030 su reducción es importante, que obviamente responde a la disminución de producción de crudo.

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.

En este punto el diluyente se transporta vía terrestre hacia los demás Nodos o campos de producción para posibilitar su movilización y minimizar la resistencia al flujo de las mezclas de crudo pesado que deben movilizarse por largos trayectos. Los volúmenes de diluyente a transportar vía terrestre van hacia los Nodos, Rubiales, Santiago, Velásquez 26 y Vasconia que implican más de 135 carrotanques día entre 2018 y 2025, que luego disminuye prácticamente a cero.

En síntesis y de forma puntual se requiere transportar petróleo y diluyente por carrotanques principalmente en el periodo 2018-2025 en el cual la producción petrolera llega a su valor máximo con cantidades crecientes de crudo pesado, haciendo necesaria la presencia de diluyente de manera proporcional a la calidad del crudo. Considerando que algunos oleoductos se copan en periodos cortos de tiempo no parece justificarse la ampliación de estos tramos, salvo nuevos descubrimientos.

7.2 Downstream

Con el análisis del transporte de derivados hacia plantas de almacenamiento se completa la cadena de abastecimiento tanto de producción nacional como de importación a los mercados nacionales. Las poliductos son sistemas que movilizan los productos refinados en forma segregada o baches progresivos lo que permite que a lo largo de cada ducto se encuentren dos o tres productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, los que posteriormente deben llegar a los sitios de almacenamiento localizadas sobre la ruta seguida por los ductos, los cuales que son operadas por los distribuidores mayoristas.

Para realizar los análisis de abastecimiento se procede a comparar los volúmenes provenientes de las dos refinerías consideradas más las importaciones requeridas, las capacidades de los poliductos a través de los cuales se transportan los productos combustibles a los Nodos de Demanda (que representan los principales centros de distribución mayorista, los cuales previamente fueron evaluados de manera detallada en el capítulo de prospectiva) y la capacidad de almacenamiento de cada producto en estos terminales.

Este último aspecto representa el margen de seguridad con que se cuenta para asegurar la atención de la demanda de los combustibles o derivados. El resultado del análisis es la identificación de las restricciones de transporte para movilizar tales productos incluidos las importaciones, hasta los centros regionales de consumo y que se constituye en la primera aproximación a las expansiones que pudieran ser necesarias para solucionar limitaciones en la capacidad de transporte.

Los volúmenes faltantes de derivados que son importados entran al país por los puertos de pozos Colorados en la ciudad de Santa Marta, Buenaventura en el Pacífico y/o Cartagena a la refinería. Igualmente permite detectar dificultades de almacenamiento para aprovechar la capacidad de transporte de cualquiera de las líneas de transporte de derivados.

La red nacional de poliductos está constituida por las tuberías propiamente, las estaciones de bombeo, elementos de campo, trampas para raspadores, componentes y accesorios y las válvulas de corte. El sistema incluye también tanques de almacenamiento en las estaciones de recibo, intermedias y de entrega. El sistema de transporte de derivados se fue desarrollando paulatinamente como una red, que partiendo de la refinería Barrancabermeja se fue comunicando con los principales centros poblacionales del país y las áreas de mayor desarrollo.

La mayoría los poliductos (Tabla 2-2) presenta valores del factor de servicio menores del 90%. Se debe entender que los factores de servicio¹⁰ consideran las incidencias mecánicas y operacionales rutinarias propias de trabajo regular del poliducto o paradas programadas para mantenimiento por efectos propios de la programación del transporte. Por consiguiente no implican factores de recuperación de bombeo perdidos por interrupción del suministro por parte de las refinerías o demoras en los retiros nominados o interrupción por eventos que detengan el bombeo por tiempos superiores a varios días como pueden ser fallas geológicas, atentados etc.

¹⁰ Factor de Servicio: es el porcentaje efectivamente utilizable de la Capacidad Nominal de un ducto, calculado para un periodo determinado, en el que se tiene en cuenta los efectos de indisponibilidad de equipo mecánico, los programas de mantenimiento de línea y el número de días del periodo considerado. (cuya reducción puede ser ocasionada por temas como restricciones temporales de la operación y de mantenimiento del mismo y sus instalaciones conexas y complementarias)

La consideración fundamental para el análisis del transporte es que las capacidades instaladas no se modificarán en los trayectos evaluados por cambios en el factor de servicio durante el periodo de análisis, pero eventualmente este puede modificarse de acuerdo con los determinantes de demanda.

El Día de Transporte se efectúa con base en unidades volumétrica “*bpd*”¹¹, correspondiente indistintamente a un día de demanda y a un día de oferta tomándolo como un constante para el año que se analice. Es usual que se tome como valor representativo de un año, el promedio calendario, sin que esto signifique imprecisión, con la ventaja de que corresponde a la forma como se expresan las demandas. En consecuencia, a partir de él se derivan las necesidades de capacidad para el manejo del Día de Transporte.

7.2.1 Transporte por Poliductos

La evaluación parte de la estimación de la demanda de refinados para cada Nodo, comparándola con la capacidad disponible del poliductos relacionado con dicho Nodo y el resultado evalúa si hay déficit de capacidad de transporte en alguno de los tramos y si la capacidad de almacenamiento es suficiente para aprovechar el potencial máximo del poliducto respectivo. Este cálculo se repitió para cada uno de los subsistemas de transporte existente.

Identificados los segmentos del sistema de transporte donde es necesario realizar ampliaciones y determina la magnitud volumétrica de las mismas, se precisa el punto en el tiempo en el cual se requiere la expansión. Dado que el horizonte de planeamiento va hasta el año 2038, la opción de una única ampliación resultaría de alto costo al quedar subutilizada parte del tiempo.

En consecuencia, el modelo de simulación realiza expansiones sucesivas del 50% de la capacidad, los cuales entran en operación 1 año antes de que haya insuficiencia de la capacidad de transporte. Es posible que estas expansiones puedan resolverse mediante mejoras en el factor de servicio, ajustes en la capacidad de bombeo o ampliaciones en la capacidad de los tramos, precisión que se tendrá con la simulación hidráulica y la evaluación financiera para detallar la acción a seguir.

La Gráfica 7-4 y la Tabla 7-1 muestran de manera esquemática la organización de Nodos de oferta, demanda y los sistemas de transporte asociados. Los Nodos que operan como Nodo de oferta y demanda, atienden la demanda asociada (volúmenes asignados a las planta de abasto), con transporte terrestre.

¹¹ Barriles por día calendario

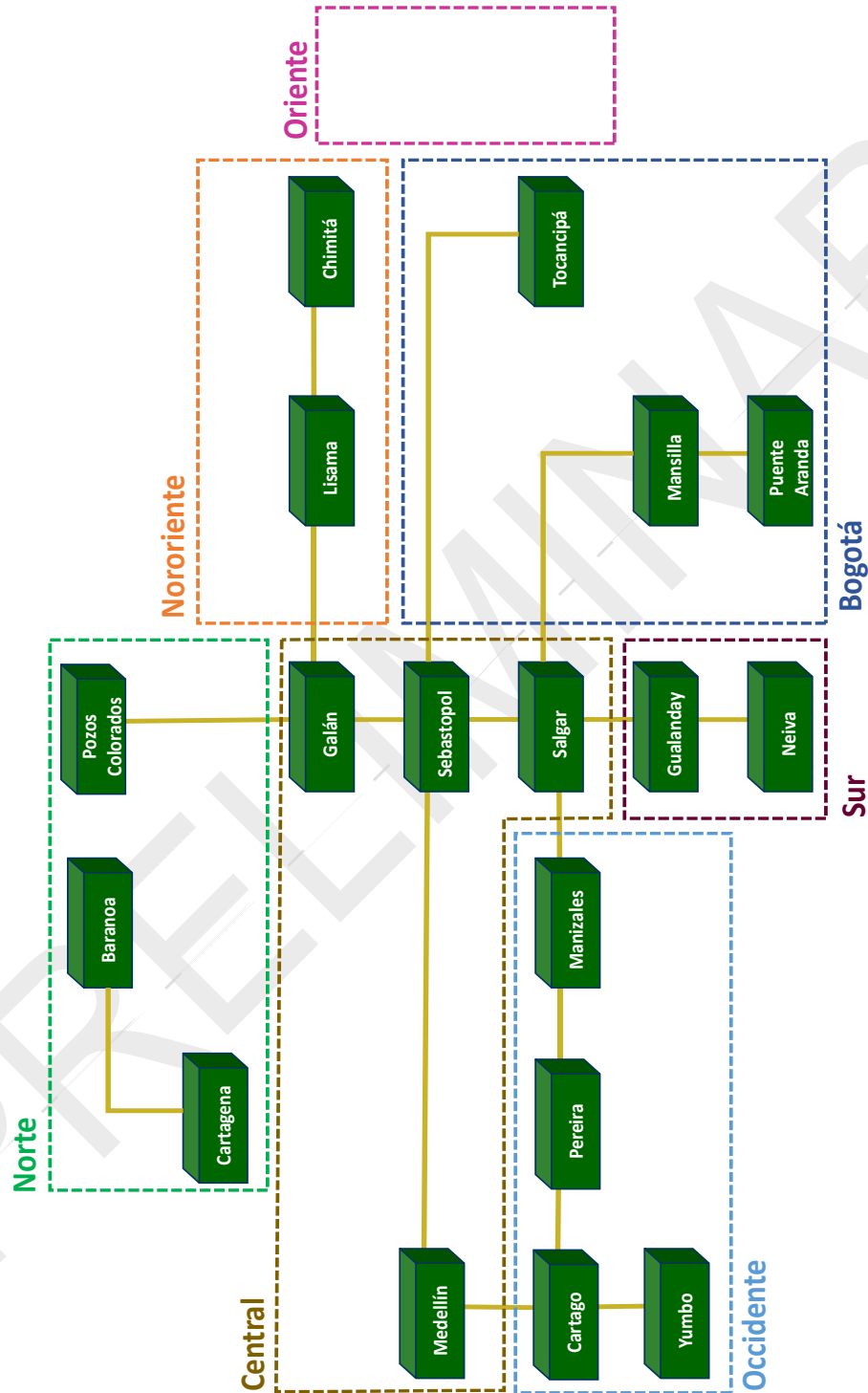
Tabla 7-1 Nodos de Demanda y Sistema de Transporte de Refinados

Nodo	Tipo de Nodo	Poliducto
Cartagena	Oferta - Demanda	
Baranoa	Demanda	Mamonal -Baranoa
Importación 1	Oferta	Pozos Colorados - Galán
Importación 2	Oferta	Pozos Colorados
Galán	Oferta - Demanda	Pozos Colorados - Galán
Lisama	Demanda	Galán - Lisama
Chimitá	Demanda	Lisama - Chimitá
Sebastopol	Demanda	Galán - Sebastopol
Medellín	Demanda	Sebastopol - Medellín
Salgar	Demanda	Sebastopol - Salgar
Cartago	Demanda	Medellín - Cartago + Salgar Manizales - Pereira - Cartago
Manizales	Demanda	Salgar - Manizales
Pereira	Demanda	Manizales - Pereira
Yumbo	Demanda	Cartago - Yumbo
Buenaventura	Oferta - Demanda	Yumbo - Buenaventura
Mansilla	Demanda	Salgar - Mansilla
Puente Aranda	Demanda	Mansilla - Puente Aranda
Tocancipá	Demanda	Sebastopol - Tocancipá
Gualanday	Demanda	Salgar - Gualanday
Neiva	Demanda	Gualanday - Neiva
Orito	Demanda	
Importación 3	Oferta - Demanda	

Fuente: UPME

A continuación se describe las características de cada uno de los segmentos de transporte analizados.

Gráfica 7-4 Esquema de distribución de Nodos de Demanda



Fuente: UPME

- Polducto Cartagena - Baranoa

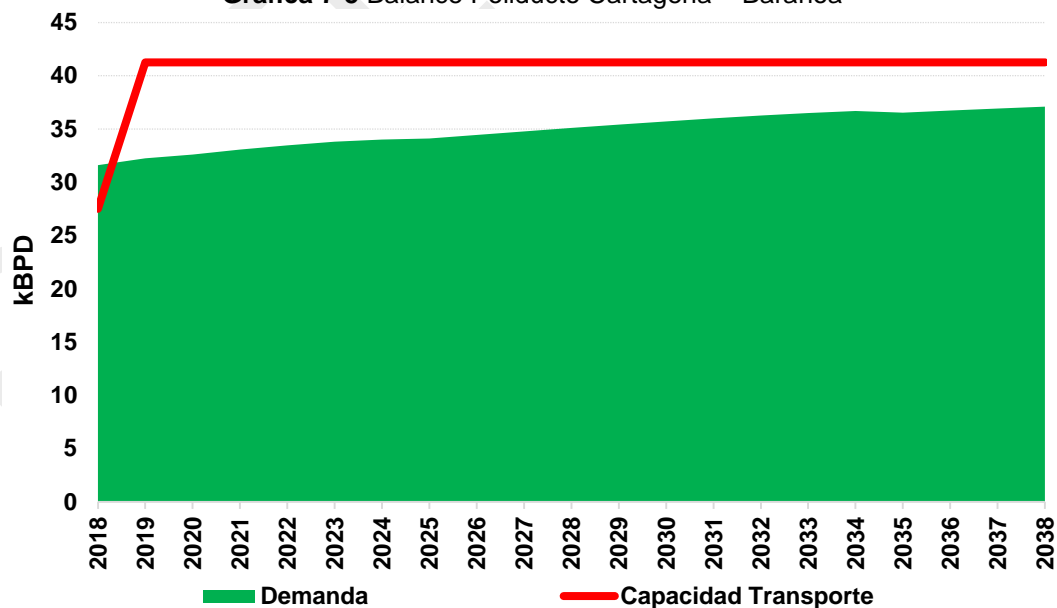
Este subsistema transporta derivados desde la refinería de Cartagena hasta las plantas mayoristas ubicadas en el Nodo de consumo Baranoa y se constituye como el único sistema de transporte de la Costa Norte. Entre sus activos se encuentra una estación de bombeo ubicada en Cartagena y está conformado tubería de 12 pulgadas de diámetro que sumados alcanzan una longitud total de 103.6 km y capacidad nominal de 30,000 barriles/día con factor de servicio de 92%, indicando una capacidad efectiva de 27.500 barriles día.

Está localizado en los departamentos de Atlántico y Bolívar y moviliza gasolina, ACPM y Jet en baches de 12 kBBL (miles de barriles) de ACPM, 20 kBBL de gasolina, 30 kBBL de Jet y 12 kBBL de ACPM. Este último producto se transporta mezclado con biodiesel en una proporción del 4% y el restante 6% es adicionado en la planta de abasto en Baranoa.

La demanda de la zona de influencia del Nodo Barona es creciente en el tiempo y es uno de los tres Nodos afectados por los volúmenes de combustibles que ingresan al país de manera ilegal y dada la proximidad a la frontera Venezolana y el 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.

La Gráfica 7-5 muestra estimación de demanda del Nodo Baranoa contrastada con la capacidad disponible de transporte entre Cartagena y Baranoa. Los resultados señalan necesidad de incremento en la capacidad de transporte en 2019.

Gráfica 7-5 Balance Polducto Cartagena – Baranoa

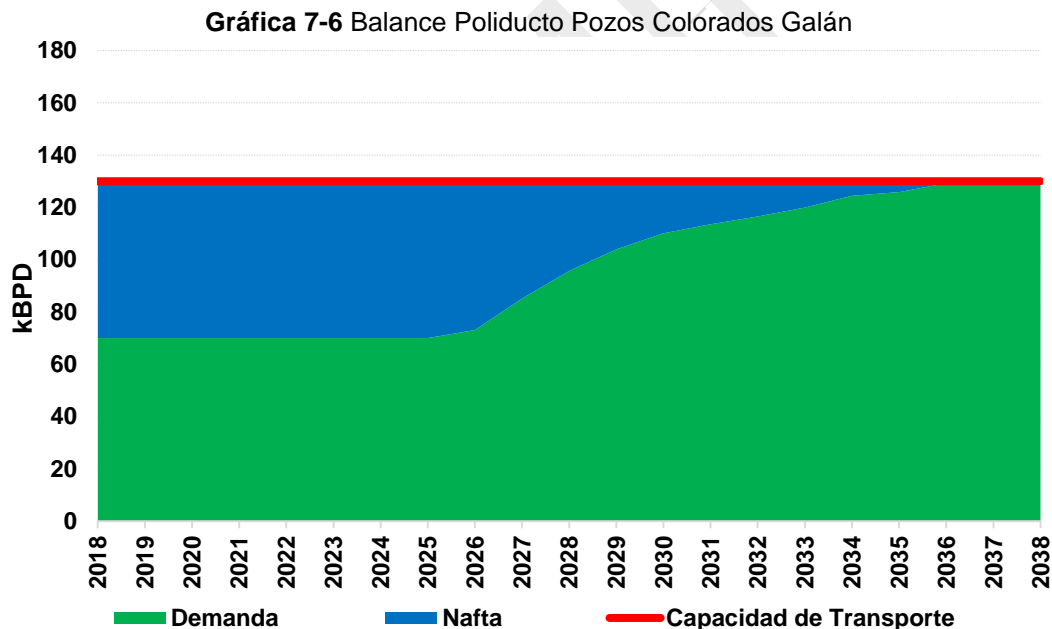


Fuente: UPME, CENIT [25]

- Poliducto Pozos Colorados - Galán

Este poliducto comunica a la estación de Pozos Colorados en Santa Marta departamento del Magdalena con la estación Galán en Barrancabermeja, tiene una longitud de 696 km y diámetro de tubería de 14 pulgadas, alcanzando una capacidad nominal de 160,000 barriles por día con el uso de DRA¹² y factor de servicio de 87%, que le permite movilizar hasta 140.000 barriles por día de hidrocarburos. La línea cuenta con dos estaciones de bombeo intermedias denominadas Copey y Ayacucho y cruza además los Departamentos de Magdalena, Cesar y Norte de Santander.

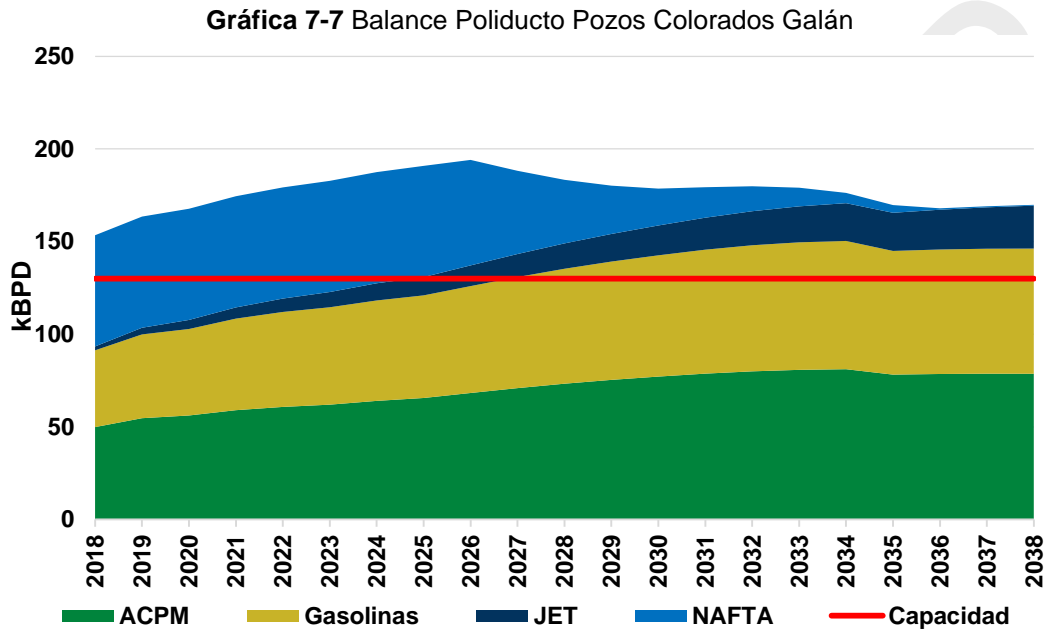
Posibilita la disponibilidad oportuna de refinados en el Interior del país al llevar los productos importados y los excedentes de la refinería de Cartagena que salen vía cabotaje de Cartagena a Santa Marta. Por este segmento se transporta nafta, gasolina y ACPM en esquema de baches de 200 kBBL (miles de barriles) de gasolina, 150 kBBL de nafta y 120 kBls de ACPM. La Gráfica 7-6 y la Gráfica 7-7 muestran el balance del subsistema.



Por estrechez de la capacidad de almacenamiento en la estación de Pozos Colorados no se ha podido aprovechar el máximo volumen de transporte, ni aumentar el factor de servicio, dado que el flujo se ve restringido. Es de aclarar que hoy no es factible transportar por este ducto la

¹² DRA: Drag reduction additive, es un aditivo reductor de fricción que disminuye la turbulencia inducida cuando un fluido circula por un conducto evitando la pérdida mecánica del fluido, permitiendo un caudal mayor con la misma presión.

totalidad de los combustibles requeridos por la demanda, por cuanto el mismo debe transportar 60,000 barriles día de nafta para dilución de crudo. Como se presenta en la Grafica 7-7 aun disminuyendo en volumen de nafta requerido de después de 2026, la capacidad del ducto es insuficiente para transportar la totalidad de los combustibles requeridos en el Interior del país



- Poliducto Galán – Lisama - Chimitá

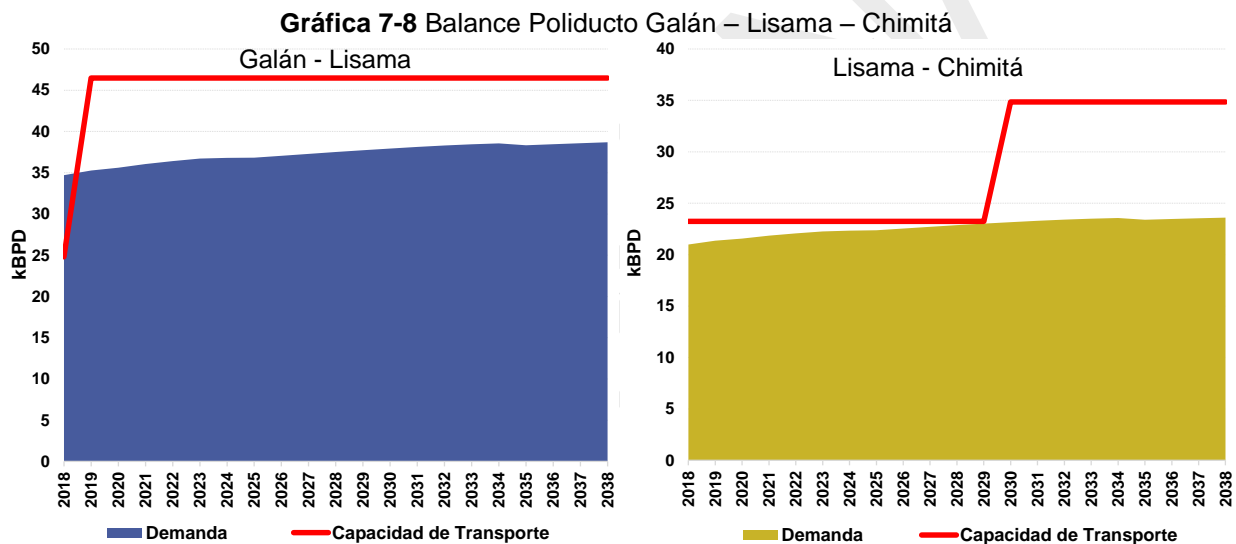
Para la atención de la demanda de los Departamentos de Santander, Norte de Santander, Arauca, y parte del Cesar se utiliza el subsistema de transporte Galán – Lisama – Chimitá (Bucaramanga), cuya longitud es de 96 km y capacidad nominal de 27.000 barriles día utilizando DRA y factor de servicio de 92%, que en el neto admite 24,800 barriles día. Está conformado por tuberías de distintos diámetros y moviliza GLP, gasolina y ACPM.

El esquema de baches incluye transporte de 50 KBBL de ACPM, 22 kBBL de gasolina y nuevamente 50 kBBL. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 15 días aproximadamente y baches de GLP entre gasolina corriente cerca de cada 8 días, de acuerdo con la información suministrada por CENIT.

Suministra combustibles a las plantas de almacenamiento mayorista de Lisama y Rio Sogamoso, antes de llegar a Chimitá (Bucaramanga) y desde la planta de Lisama se transportan vía terrestre los refinados a la planta de abasto en Ayacucho, localizada sobre el subsistema Pozos Colorados – Galán. Para efectos del análisis se consideró igualmente que en el Nodo Lisama se atiende el 20% de los combustibles que entran de manera ilícita al país,

correspondientes a 5,810 barriles por día (3,025 de gasolina y 2,785 de ACPM), en tanto que en el Nodo Chimitá responde por el 30% de los volúmenes ilícitos que equivalen a 4,177 barriles día de ACPM y 4,536 de gasolina.

La Gráfica 7-8 muestra el balance del poliducto, indicando 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. Por su parte, la línea Lisama – Chimitá registra deficiencia en el mediano plazo requiriendo expansión en el mediano plazo, la cual se estima como suficiente para atender la demanda en todo el horizonte de planeación, incluyendo el 30% de los combustibles que ingresan de manera ilícita al país.



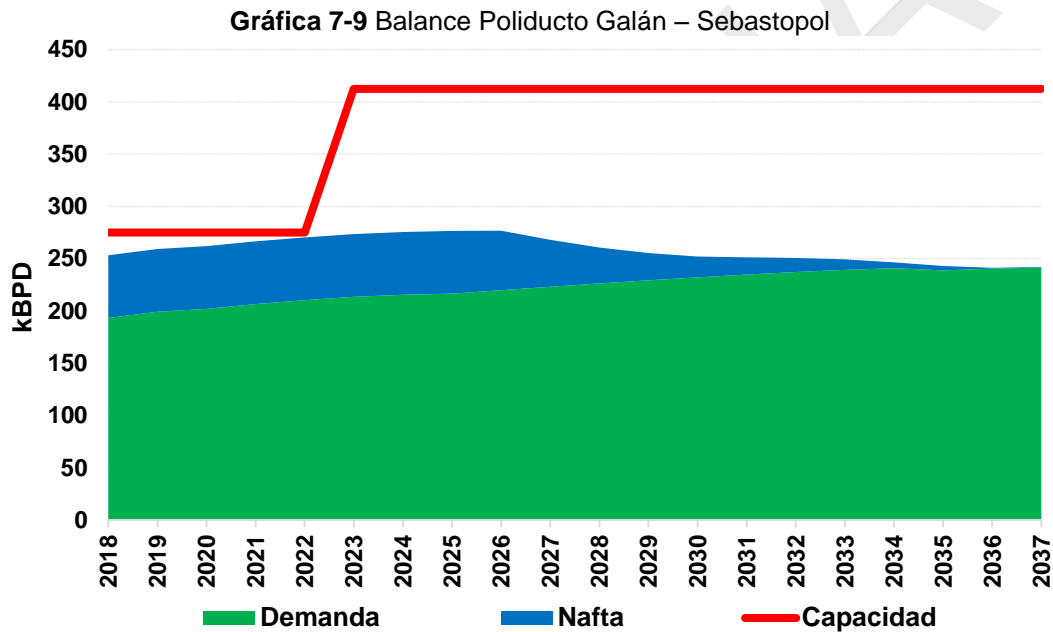
Fuente: UPME, CENIT [25]

- Poliducto Galán - Sebastopol

Este subsistema está conformado por dos líneas un de 16 pulgadas de diámetro y otra de 12 y una longitud de 230 km cada una. Cuenta con una capacidad nominal conjunta de 298,000 barriles día y un factor de servicio de 92% y uso de DRA, el que permite una capacidad efectiva de 275,000 barriles día. Para simplificar el análisis primero se descontó la cantidad de nafta a transportar (por la ruta Sebastopol – Tocancipá- Sutamarchán – Apiay, que se consideró en 60,000 barriles /día) y luego se trabajó como un solo ducto. Este subsistema tiene gran incidencia en el transporte de refinados por cuanto se constituye en la columna vertebral del transporte de derivados en el Interior del país, movilizand o importaciones y la producción de la refinería de Barrancabermeja hacia el centro, sur, occidente y centro oriente del país.

La línea de 16 pulgadas transporta en forma de baches gasolina motor hasta 90 kBBL, Nafta 112 kBBL, y ACPM 70 kBBL con 2% de biodiesel. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina motor cada 10 días aproximadamente. Por la línea de 12 pulgadas se transporta fundamentalmente ACPM con 2% de biodiesel en baches de 155 kBBL, Jet 70 kBBL y 155 kBBL de ACPM en mezcla del 2%. Igualmente se programan baches de queroseno o virgin oil entre ACPM, más o menos cada 10 días.

La Gráfica 7-9 presenta el balance del poliducto Galán-Sebastopol, señalando la necesidad de una ampliación hacia el año 2022, debido a la necesidad de transportar nafta hacia los Llanos Orientales.



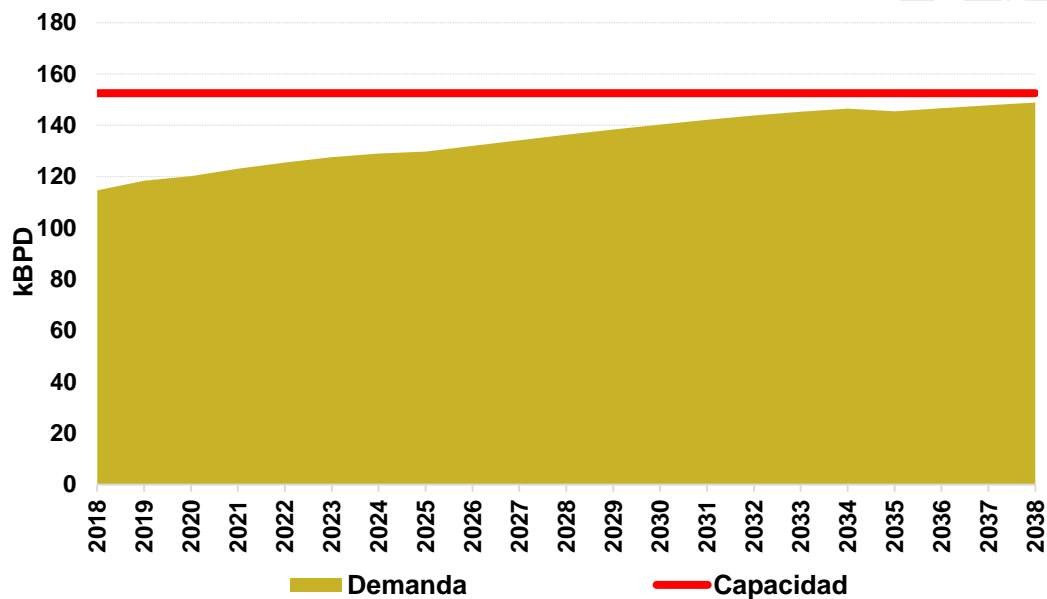
- Poliducto Sebastopol - Salgar

Este subsistema es una continuación del segmento Galán – Sebastopol y está constituido por dos líneas en paralelo de 16 y 12 pulgadas de diámetro, con factor de servicio de 92%, longitud de 145 km y utilizando DRA alcanza una capacidad efectiva de 152,500 barriles por día. Comunica la estación Sebastopol en el municipio de Puerto Olaya en Santander con la estación Salgar localizada en el Puerto Salgar Departamento de Cundinamarca.

La línea de 16 pulgadas transporta gasolina, ACPM y nafta (descontada esta última dentro del cálculo de los volúmenes a mover) y por el ducto de 12 pulgadas se transporta ACPM con 2% de biodiesel, Jet, Queroseno y Virgin oil, con la misma frecuencia que en el tramo Galán – Sebastopol.

El ducto permite abastecer el sur del país al conectarse con la línea que pasa por Gualanday que termina en Neiva y suministrar refinados al suroccidente del país comunicándose con el poliducto que llega a Cartago por el eje cafetero. Como se muestra en la Gráfica 7-10 el sistema tiene alta exigencia y se infiere que aunque no se cruza la capacidad con la demanda se requiera a futuro un cambio de tubería por problemas de integridad para operar a máxima presión.

Gráfica 7-10 Balance Poliducto Sebastopol – Salgar



Fuente: UPME, CENIT [25]

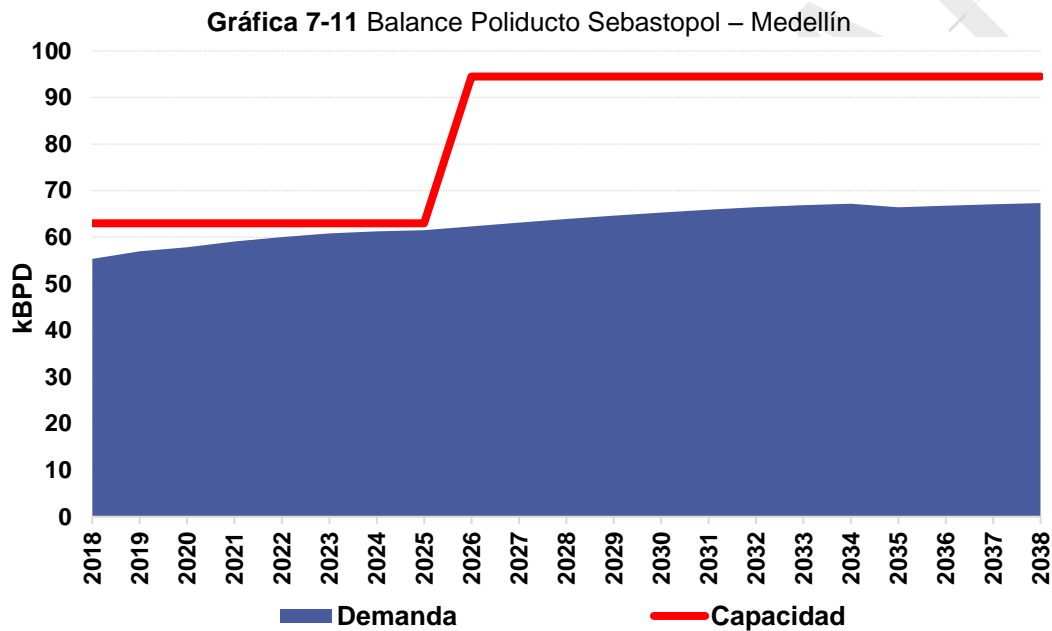
- Poliducto Sebastopol - Medellín

El poliducto comunica a la estación de Sebastopol en Santander con la estación La María en el municipio de Medellín. Tiene una longitud de 163 km y diámetros de tubería de 10, 12 y 16 pulgadas alcanza una capacidad efectiva de 63,000 barriles por día, con el uso de DRA y factor de servicio de 92%. Este segmento de transporte cuenta con una estación de bombeo intermedia denominadas Cisneros.

Transporta refinados provenientes de importaciones y la refinería de Barrancabermeja hacia el occidente y suroccidente del país. Por esta línea se transporta en esquema de baches gasolina y ACPM mezclado al 2% de biodiesel así: 124 kBBL L de ACPM, 143 kBBL de gasolina y así sucesivamente. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 5 días aproximadamente y un bache de Jet entre ACPM más o menos cada 10 días.

Esta línea hace parte del subsistema Sebastopol – Medellín – Cartago y abastece las plantas de abasto en Girardota y la María en Medellín, las cuales suministran combustibles a los departamentos de Antioquia y Choco.

De acuerdo con los resultados, los cuales se aprecian en la Gráfica 7-11 el subsistema tiene alto requerimiento y sugiere una ampliación hacia el año 2025 que en buena medida se debe al crecimiento de la demanda de la región y también por el transporta combustibles aguas abajo de la estación Medellín.



- Poliducto Medellín - Cartago

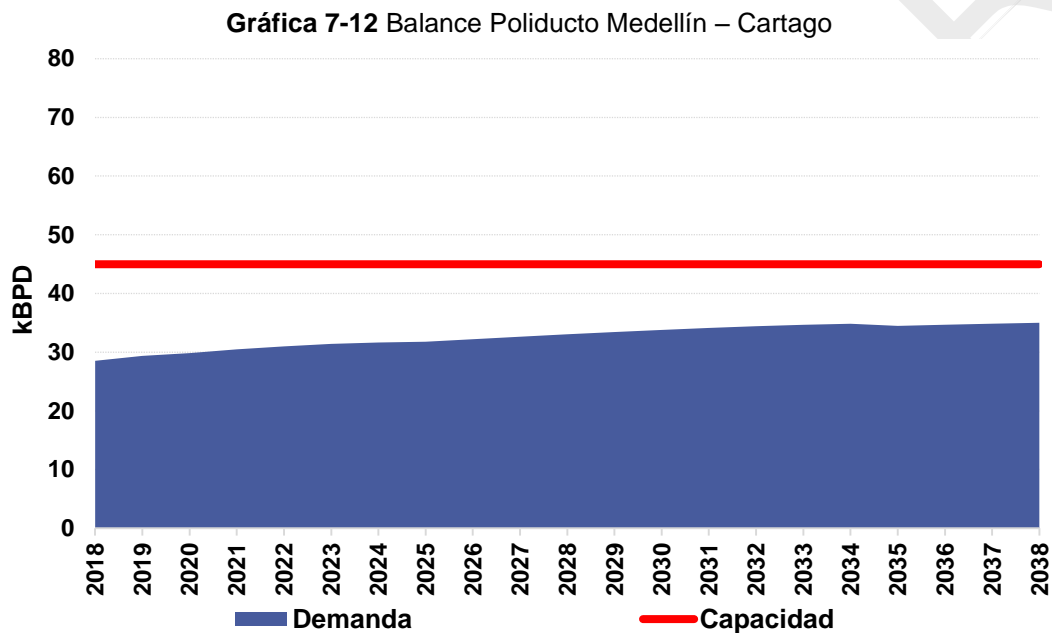
Esta línea es continuación del subsistema Sebastopol - Medellín comunicando la estación La María en Medellín, con la estación Cartago localizada en el Departamento del Valle del Cauca. Cuenta con una longitud de 236 km y diámetro de tubería de 10 y 12 pulgadas alcanzando una capacidad efectiva de 45,000 barriles día utilizando DRA y factor de servicio del 92%.

Transporta gasolina y ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 124 kBBL L de ACPM, 143 kBBL de gasolina y así sucesivamente, incluyendo además baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 5 días aproximadamente y un bache de Jet entre ACPM más o menos cada 10 días.

Este segmento hace parte de un anillo que converge en el Nodo Cartago y transporta los combustibles hacia el sur y occidente del país. Dentro de los cálculos se considera que esta

línea lleva el 70% de los combustibles consumidos en los Nodos Cartago, Yumbo y Buenaventura y el restante 30% va por la otra parte del anillo, denominado ODECA.

El ducto además suministra combustibles a las plantas de abasto de La Pintada en el Departamento de Caldas y Cartago en el Departamento del Valle del Cauca. El balance se presenta en la Gráfica 7-12, cuyo resultado señala que la actual capacidad es suficiente para transportar los combustibles en todo el periodo de análisis.



Fuente: UPME, CENIT [25]

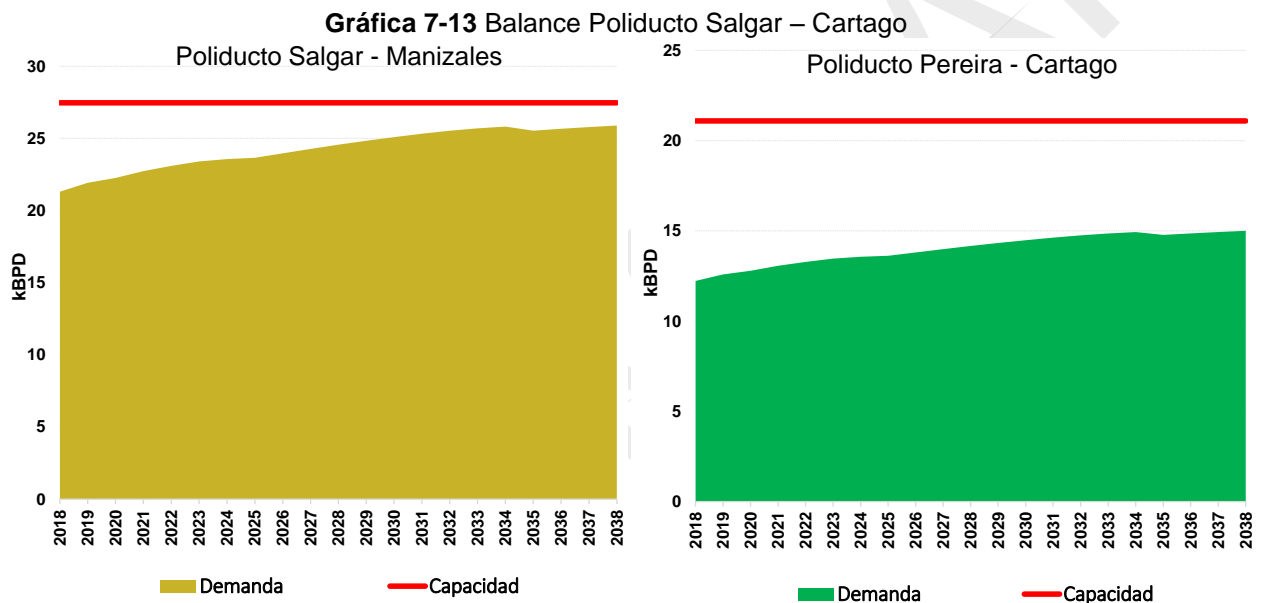
- Poliducto Salgar - Cartago

El ducto tiene una longitud de 212 km con diámetros de 6 y 8 pulgadas de diámetro, capacidad de 20,500 barriles por día, con factor de servicio del 90% y uso de DRA. Transporta el 30% de los combustibles que demanda el suroccidente del país y cierra el anillo que moviliza combustibles a la región del sur. Este segmento de transporte es denominado ODECA y cuenta con cuatro estaciones intermedias de bombeo denominadas La Dorada, Mariquita, Fresno y Herveo.

Suministra los refinados a las plantas de abasto en Manizales, Pereira, Belmonte y Cartago que atienden la demanda de combustibles del eje cafetero y parte del norte del Valle del Cauca. Transporta ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 23 kBBL, gasolina 30 kBBL y nuevamente ACPM 23 kBBL y gasolina 30 kBBL. 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.

Este segmento de transporte es el encargado de movilizar el GLP que se utiliza en el occidente y sur del país. Los volúmenes de GLP que proceden de los campos de Cusiana y Cupiagua son transportados en carrotanques, debido a la ausencia de conexión entre el sistema nacional de transporte de derivados y los campos de producción en los Llanos.

La Gráfica 7-13 presenta el balance del subsistema el cual muestra capacidad suficiente para transportar los combustibles que demanda la zona, la capacidad de transporte en el tramo Salgar – Manizales se va agotando hacia final del horizonte de estudio, debido al incremento de demanda de en el eje cafetero y occidente del país.

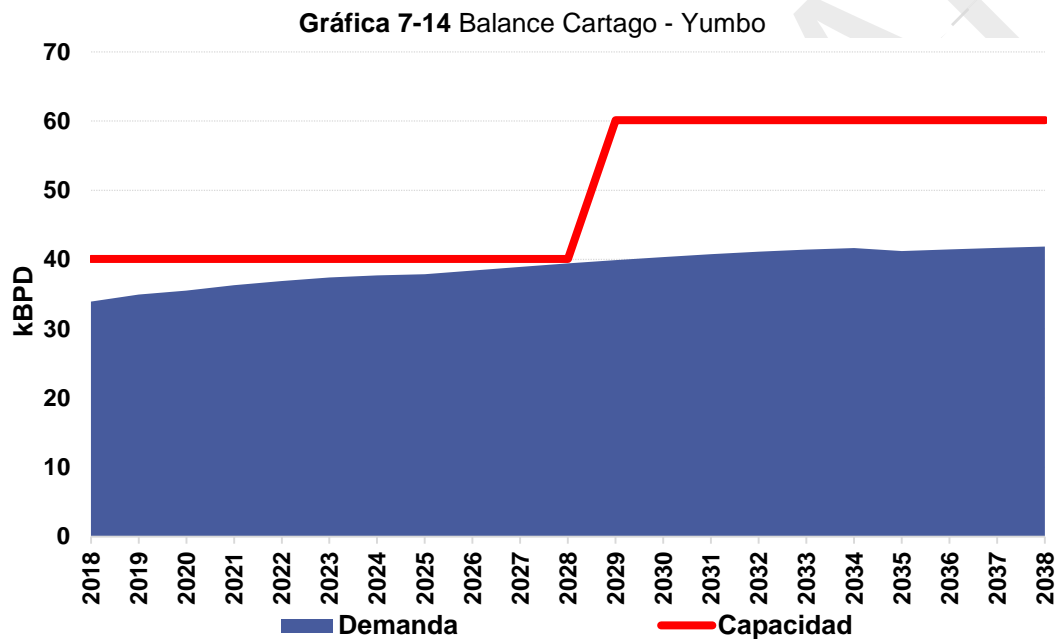


- Poliducto Cartago - Yumbo

El ducto Cartago - Yumbo está constituido por dos líneas en paralelo, una que sigue la ruta Medellín – Cartago - Yumbo y la segunda viene por Manizales – Cartago - Yumbo las cuales permiten transportar los refinados que se consumen en los distintos Departamentos del sur y occidente del país. Para simplificar los cálculos se evaluó como una sola línea con capacidad nominal de 45,500 barriles por día, que no utiliza DRA y en conjunto operan con factor de servicio 91%, lo que permite una capacidad efectiva de 39,600 barriles día.

La línea que procede de Medellín tiene un diámetro de 10 pulgadas y suministra combustibles a las plantas de abasto de Buga y Mulaló, mientras que el segmento ODECA cuenta con diámetro de 6 pulgadas y entrega los productos en las plantas de abasto de Yumbo. Cada una de las líneas tienen una longitud de 158 km.

Como ya se mencionó, el segmento cuya ruta es Medellín transporta el 70% de los refinados que suplen la demanda del sur occidente colombiano y suministra los combustibles a las plantas de abasto de Buga y Mulaló las dos localizadas en el Departamento del Valle del Cauca. Traslada ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 124 kBBL, luego va gasolina en cantidades de 30 kBBL, nuevamente 124 kBBL de ACPM en mezcla y así de manera repetida. Se moviliza también en baches gasolina extra entre gasolina corriente más o menos cada 5 días y un bache de Jet entre ACPM cada 10 días aproximadamente. El balance se presenta en la Gráfica 7-14.



Fuente: UPME, CENIT [25]

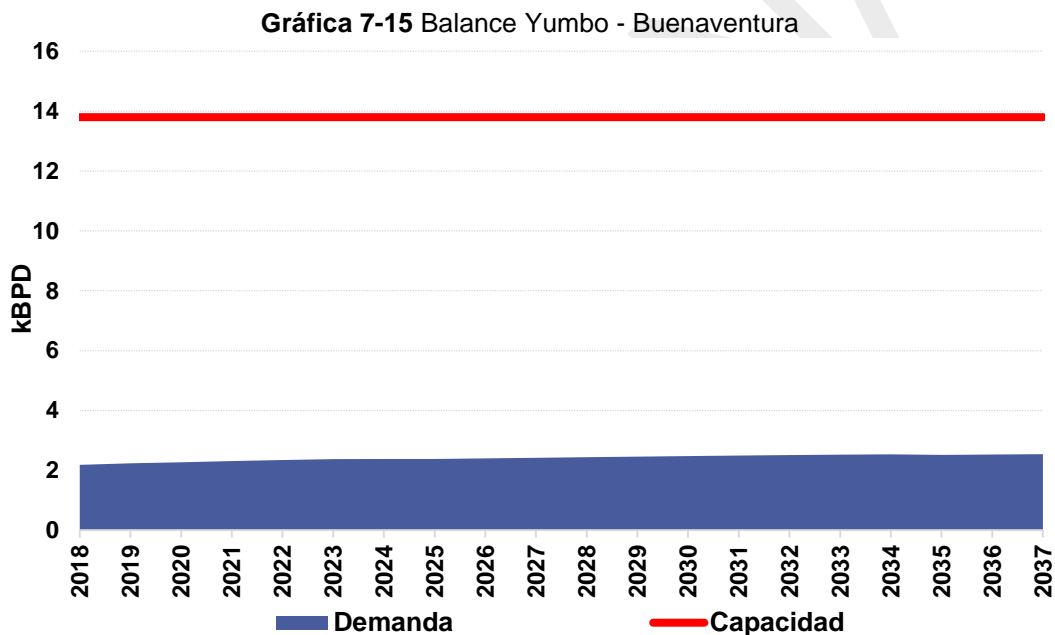
La línea que sigue la ruta del eje cafetero lleva gasolina y ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 23 kBBL de ACPM, 30kBBL de gasolina y así de manera sucesiva para cumplir los requerimientos de la demanda. Incluye además, baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 10 días aproximadamente y un baches de GLP entre gasolina más o menos cada 15 días. Esta línea que procede de Salgar vía Cartago transporta ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 23 kBBL, gasolina 30 kBBL y nuevamente ACPM 23 kBBL y gasolina 30 kBBL con programación de baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 10 días aproximadamente y GLP entre gasolina corriente más o menos cada 15 días.

El resultado de balance indica la necesidad de expansión en el año 2028 expansión que deberá revisarse a la luz de las condiciones de integridad de cada ducto ya sea para incrementar el factor de servicio o construir un ducto nuevo.

- Poliducto Yumbo - Buenaventura

Este segmento de transporte comunica la estación de Yumbo con el Puerto de Buenaventura y es uno de los pocos ductos bidireccionales existentes en el país. Cuenta con una longitud de 102.7 km y tuberías cuyos diámetros son de 12, 8 y 6 pulgadas sumando una capacidad nominal de 15,000 barriles por día, operando con un factor de servicio del 92%, que equivale a 13,800 barriles día de capacidad efectiva, sin uso de DRA.

Cuenta con una estación de bombeo intermedia, denominada Dagua. Moviliza producto hacia Buenaventura procedente de las plantas de abasto de Yumbo. Igualmente puede recibir producto en Buenaventura ya sea procedente del mercado externo o de Cartagena movilizando fluidos hacia Yumbo. La Gráfica 7-15, muestra el balance del poliducto.



Fuente: UPME, CENIT [25]

Eventualmente puede llevar productos al mercado externo por el Pacífico. El esquema de baches en la ruta Yumbo Buenaventura sigue la siguiente secuencia 42 kBBL de ACPM con 2% de biodiesel, 24 kBBL de gasolina, nuevamente 42 kBBL de ACPM con 2% de biodiesel, 24 kBBL de gasolina y nuevamente 42 kBBL de ACPM mezclado y 24 kBBL de gasolina indicando que hay capacidad de transporte suficiente en todo el horizonte de análisis.

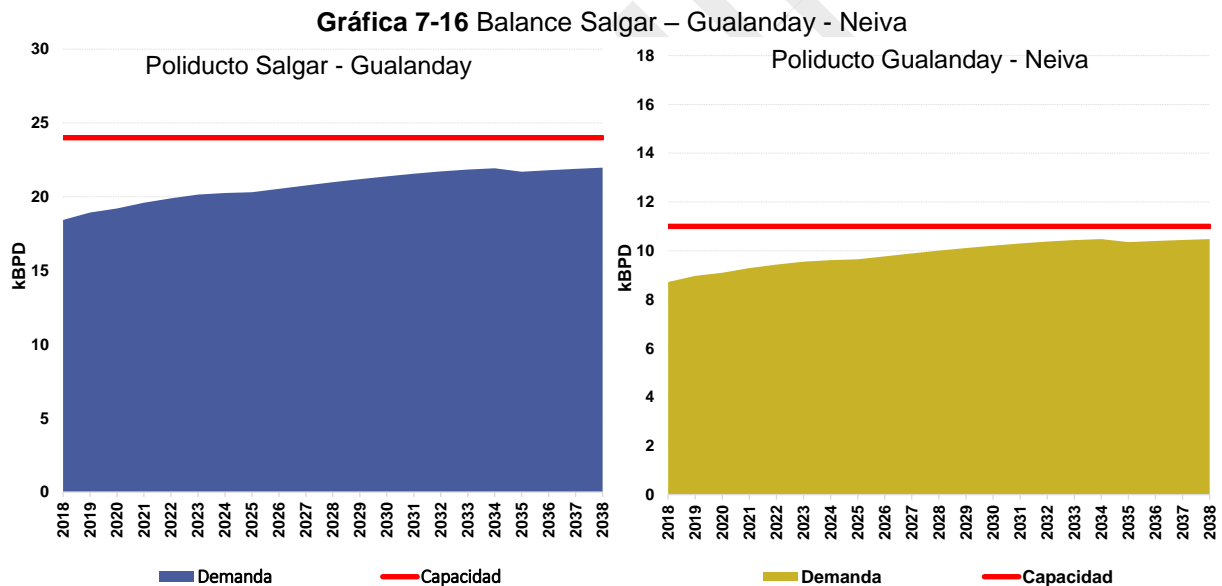
En este poliducto como en los demás el tamaño de los baches depende claramente del nivel de demanda, de las existencias de cada uno de los productos en los tanques de almacenamiento de las plantas de abasto y la capacidad de transporte de cada segmento de

transporte, reconociendo la importancia de la capacidad de almacenamiento en cada Nodo de demanda para que se mantenga la continuidad del flujo de los distintos derivados.

- Poliducto Salgar – Gualanday - Neiva

Esta línea está conformada en primera instancia el ducto que une la estación Salgar en Cundinamarca con la estación Gualanday en Tolima, cuya longitud alcanza los 168.5 km, diámetro de 12 pulgadas tiene una capacidad efectiva de 24,000 barriles día y factor de servicio del 91%. Suministra producto a las plantas de abasto en Mariquita y Gualanday.

El segundo tramo comunica las estaciones de Gualanday y Neiva en el departamento de Huila, dispone de una longitud de 162 km y está conformado por tubería de 8 pulgadas de diámetro concentrando una capacidad efectiva de 11,000 barriles/día y factor de servicio de 92%. En los dos segmentos que conforman este subsistema no se emplea DRA. La Gráfica 7-16 muestra el balance del segmento.



Fuente: UPME, CENIT [25]

El subsistema en conjunto transporta baches de 20 kBBL de mezcla de ACPM al 2%, luego van 27 kBBL de gasolina, de nuevo 20 kBBL de mezcla de ACPM, y 27 kBBL de gasolina. Asimismo se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente aproximadamente cada 15 días.

Los resultados del balance indican suficiencia en la capacidad de transporte de las dos líneas, para poder movilizar hacia las distintas plantas de abasto, el volumen de combustibles requerido por la demanda del sur del país.

- Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda

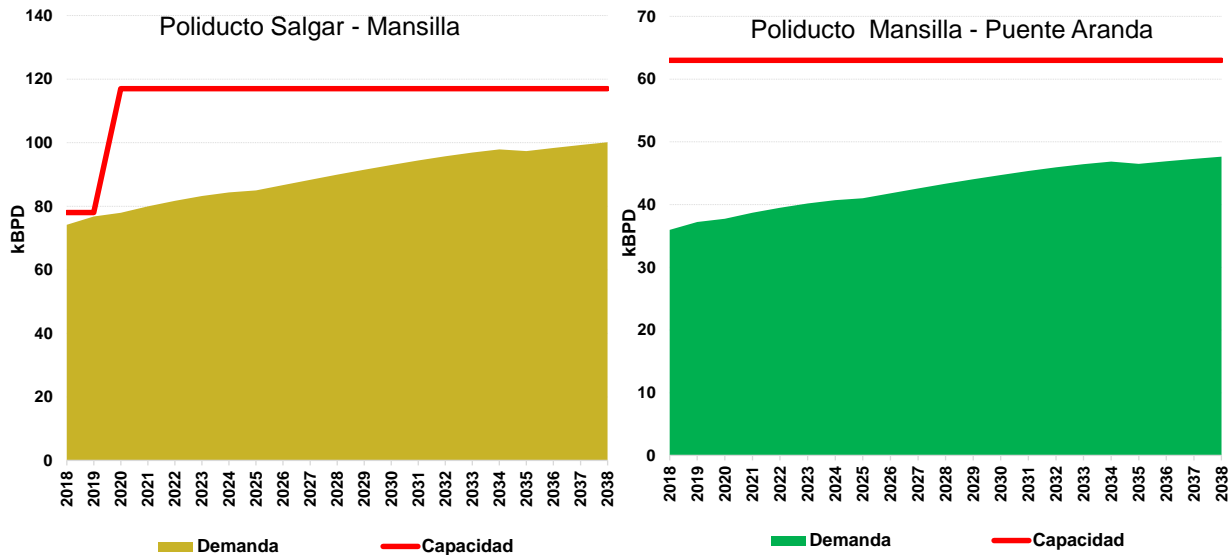
Esta línea transporta los combustibles al centro del país, donde se ubica el mayor mercado nacional y junto con el ducto Sebastopol – Tocancipá conforman una red enmallada, permitiendo movilizar los combustibles a Bogotá por distintas rutas. El subsistema Salgar- Mansilla – Puente Aranda une las estaciones Salgar en Cundinamarca y Puente Aranda en Bogotá contando para ello con cuatro estaciones de bombeo intermedias tituladas Guaduro, Villeta, Albán y Facatativá.

El ducto tiene una longitud de 152.7 km con tuberías de 10, 8 y 6 pulgadas de diámetro que proporcionan una capacidad efectiva de 78,000 barriles día y factor de servicio del 92% de manera conjunta sin uso del DRA. Suministra productos refinados a las plantas de abasto de Mansilla en Facatativá y Puente Aranda en la capital. Asimismo incluye una derivación desde la estación de Puente Aranda hasta el aeropuerto El Dorado transportando únicamente combustible de aviación, que hoy se encuentra copado.

Por el ducto se movilizan los productos en proceso de baches con la siguiente programación en la sección Salgar - Mansilla: 82 kBBL de mezcla de ACPM al 2%, en la secuencia siguen 86 kBBL de gasolina, de nuevo 82 kBBL de mezcla de ACPM, 86 kBBL de gasolina y después de un bache de ACPM siguen 57 kBBL de Jet. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente más o menos cada 5 días. Por la sección Mansilla – Puente Aranda se transporta 30 kBBL de mezcla de ACPM, 30 kBBL de gasolina, de nuevo 30 kBBL de mezcla de ACPM, y 30 kBBL de gasolina en la secuencia sigue el bache de ACPM y posteriormente una porción de 17 kBBL de Jet. Igualmente se envían baches de gasolina extra entre gasolina corriente más o menos cada 5 días.

La Gráfica 7-17 consigna el balance de este ducto, indicando requerimientos de expansión de la capacidad del tramo Salgar- Mansilla en el año 2019, en tanto que la sección Mansilla Puente Aranda dispone de la suficiente capacidad para atender la demanda durante el periodo de análisis.

Gráfica 7-17 Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda



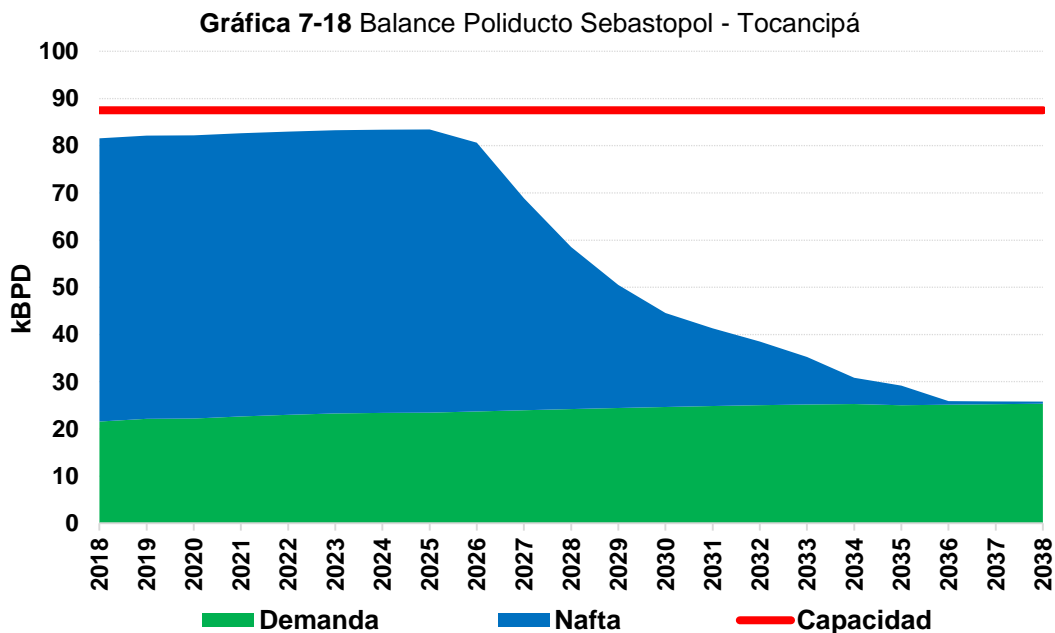
Fuente: UPME, CENIT [25]

- Poliducto Sebastopol - Tocancipá

Este ducto une la estación de Sebastopol en el Departamento de Santander con la estación de Tocancipá en Cundinamarca; cuenta con una longitud de 276 km y está conformado por tuberías de 20 y 16 pulgadas, lo que permite una capacidad nominal equivalente a 95,000 barriles día y un 92% del tiempo operativo anual bombeando. Cuenta con una capacidad efectiva de 87,500 barriles día, además de utilizar DRA y transporta 60 mil barriles día de Nafta para la dilución de los crudos hasta un punto intermedio denominado Sutamarchán, donde se deriva una línea hacia Apiay.

Esta situación solo posibilita el transporte 27,500 barriles día de combustibles hacia la estación de Tocancipá. Dispone de dos estaciones de bombeo intermedias, una en Santander llamada Santa Rosa y otra en el Departamento de Boyacá denominada Sutamarchán, que hacen posible la entrega de refinados a la planta de abasto localizada en Tocancipá muy cerca de Bogotá.

La línea constituye la ruta alterna a la línea Puerto Salgar – Mansilla y permite alto niveles de confiabilidad en la operación para la capital colombiana al formar un anillo. Moviliza ACPM, gasolina, Virgin oil y Nafta. La Gráfica 7-18 registra el balance volumétrico del subsistema, el cual indica capacidad suficiente de transporte durante el horizonte de proyección, aun considerando el transporte de nafta.



En general, el resultado de los análisis de transporte de refinados apuntan a un sistema con ciertas holguras en algunos tramos y con otras de sus principales líneas quedando copadas en un horizonte de mediano plazo, aparte de que la oferta interna de refinados es insuficiente para atender la demanda. Esto significa que el país está incrementando la dependencia de combustibles importados y en consecuencia se requiere plantear opciones para movilizar estas fuentes a los mercados del interior del país.

7.3 Soluciones de Abastecimiento

El sistema colombiano se ha caracterizado por una orientación hacia la cuenca del Atlántico para exportación e importación de gasolina, ACPM y más recientemente de la nafta. Ello tiene su origen en el sólido y robusto sistema de refinación de la zona del Golfo de México, de las refinerías del Caribe y también en algunos casos de Venezuela, lo que explica el desarrollo de los puertos de Coveñas, Cartagena y Pozos Colorados. Este último concentra las importaciones de combustibles, además previendo que en el inmediato futuro los crecientes volúmenes de combustibles que se requieran importar para la atención de la demanda, deban ingresar al país por el puerto de Pozos Colorados y traerlos al interior por dicho corredor.

La localización misma de las dos principales refinerías, Cartagena y Barrancabermeja explica también que la vocación del esquema comercial de petróleo siga la cuenca del Atlántico. En el caso de la Refinería de Cartagena, sus características portuarias han facilitado que las exportaciones de productos como el fuel oil, tuvieran como destino el mercado de Estados

Unidos y ahora con la ampliación y modernización de la refinería se espera que los excedentes de combustibles se exporten a ese país y a Centroamérica.

En cuanto a Barrancabermeja, la importación de combustibles por Pozos Colorados en Santa Marta se une a la red de poliductos la cual nace en la propia refinería a partir de la cual se atiende la demanda de la zona centro, sur y occidente del país lo mismo que otras regiones a las cuales se transportan combustibles por carrotanques a partir de los terminales del sistema de transporte.

Los movimientos por el Pacífico han sido de menor impacto aunque de gran importancia estratégica como las importaciones de ACPM por el puerto de Buenaventura con las cuales se ha atendido la demanda del occidente colombiano no solo para atender la demanda del sector transporte, sino los requerimientos para generación de electricidad en épocas de fenómeno de El Niño que no ha sido posible cubrir con suministros desde Barrancabermeja y de importación por el Caribe.

Concentrar las importaciones de combustibles por el Caribe en el corredor Pozos Colorados-Galán presenta inconvenientes para el transporte de combustibles a mediano y largo plazo, pues tropieza con dos limitaciones a saber: i) dificultad para obtener permisos que permitan ampliar la capacidad de almacenamiento en Pozos Colorados en al menos 400 kBBL, a fin de poder utilizar la capacidad máxima de diseño del sistema de transporte Pozos – Galán de 160 kBPD (línea que hoy transporta al interior cerca de 60 kBPD de nafta para dilución de crudos, dejando una capacidad de 60 kBPD para combustibles), y ii) la necesidad de evaluar la conveniencia y riesgos de concentrar todo el flujo de combustibles importados al interior en un único sistema de transporte, comprometiendo la confiabilidad del suministro.

Por estas razones a continuación se analizan opciones para el transporte de productos importados al interior que, además de conectar la Refinería de Cartagena con los mercados de la zona centro, sur y occidente del país, permitan potencializar el sistema de transporte actual sin intervención adicional en Pozos Colorados y abrir nuevas rutas.

Hay que recordar que los excedentes de productos de la Refinería de Cartagena se transportan por cabotaje bien sea a Santa Marta para su movilización hacia Galán o al puerto de Buenaventura para atender el área de Yumbo, situación esta última que no es común, salvo en épocas del fenómeno de El Niño, cuando se hace necesario generar electricidad con combustibles líquidos.

Las posibilidades específicas de conectar los sistemas de la costa atlántica con el interior del país que se proponen a continuación, evaluaron de manera integral las variables que pueden tener influencia en el actual desarrollo de infraestructura, tratando de aprovechar al máximo la logística existente tanto de tubería como de derechos de vía.

Con este marco de referencia y bajo la perspectiva de abastecimiento se propone las siguientes opciones cuyos impactos después se describen y junto con las ampliaciones de la infraestructura ya identificadas (incremento del factor de servicio, ajustes en la capacidad de bombeo o ampliaciones en la capacidad de los tramos), permitirán asegurar el cubrimiento de la demanda nacional de combustibles en el corto mediano y largo plazo:

- Conectar la refinería de Cartagena con un punto intermedio en la línea Pozos Colorados - Galán lo que para efectos del presente análisis se propone en El Copey¹³.
- Abrir un nuevo “corredor” para la importación de productos combustibles y su transporte al interior del país por el sistema Cartagena-Coveñas-Sebastopol.
- Ampliación del sistema actual de transporte de refinados.
- Entrada por el Pacífico para diversificar el riesgo del abastecimiento de la demanda en el sector Eje Cafetero-Valle del Cauca y eventualmente parte de Antioquia.

La conexión de Cartagena con el sistema de Pozos Colorados-Galán lo mismo que con la ruta Coveñas-Sebastopol posibilita la proyección del sistema de transporte robusto, potencializando en primera instancia la línea actual de Pozos Colorados-Galán aprovechando parte de la infraestructura existente, y como segunda opción plantea una ruta alterna de transporte de combustibles diferentes al sistema actual.

Entre tanto, la opción del Pacífico si bien no permite una conexión directa de las dos principales refinerías del país provee un esquema de diversificación del riesgo de abastecimiento y brinda solidez a las operaciones de abastecimiento particularmente en el Interior del país, donde se concentra la mayor demanda y se presumen tasas de crecimiento superiores a las calculadas para la región de la Costa.

7.3.1 Subsistema Cartagena – El Copey – Galán

La primera alternativa que se propone es la conformación del subsistema de transporte Cartagena – El Copey – Galán el cual permitiría la conexión de las dos refinerías y por ende la movilización de excedentes de los combustibles producidos en la refinería de Cartagena hasta el sitio denominado El Copey con una capacidad aproximada de 100 kBPD (miles de barriles por día) y posteriormente mediante una línea que conecte El Copey con la estación Galán, cuya

¹³ Si bien la capacidad de la línea Pozos Colorados-Galán de 14” está limitada a un total de 120 kBPD por la dificultad en la construcción de dos tanques de almacenamiento 200 kBl cada uno en Pozos Colorados, es posible aprovechar la capacidad plena de dicha línea de 160 kBPD si se inyecta volumen de combustibles en algún punto al sur de Pozos Colorados como ocurriría con la línea Cartagena-El Copey, permitiendo recibir en Galán 100 kBPD.

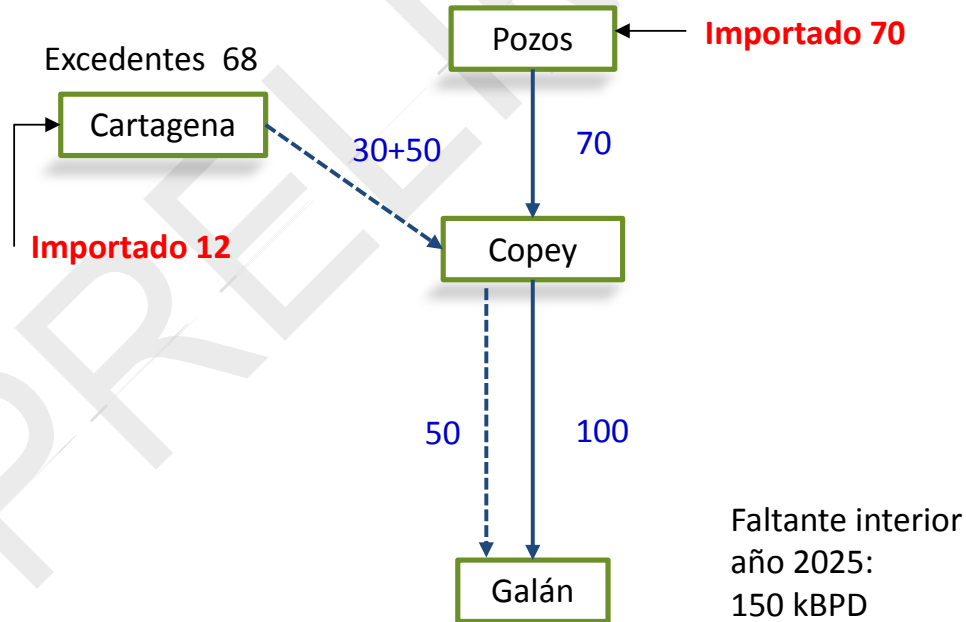
capacidad debe ser capaz de transportar al menos 50 kBPD, capacidad suficiente para atender los déficits del interior del país hasta mediados de la próxima década.

Parte del volumen en El Copey se enviaría por el subsistema actual Pozos Colorados - Galán aprovechando que la línea de 14 pulgadas podría transportar hasta 100 kBPD de combustibles. Esta alternativa significa que hasta Galán podrían llegar del orden de 150 kBPD con las ampliaciones anotadas.

Adicionalmente, la opción potencializaría la ruta actual desde Pozos Colorados – Galán, pues la instalación de los tanques de almacenamiento en la estación El Copey aseguraría la continuidad de la operación de bombeo a máxima capacidad de 160 kBPD en el segmento Pozos – Galán, lo que sería más factible en un punto intermedio como El Copey y no en Pozos Colorados donde se presentan las dificultades para la obtención de los permisos ambientales.

Esta alternativa podría atender la demanda del interior del país por lo menos hasta el año 2025, al igual que aprovechar el derecho de vía de la porción del ducto existente entre El Copey y la refinería de Barrancabermeja (estación Galán) y será su evaluación financiera la que proporcione los elementos de juicio para recomendar la medida que convenga al sistema de abastecimiento de combustibles líquidos colombiano. Ver Gráfica 7-19.

Gráfica 7-19 Opción de Abastecimiento Cartagena-El Copey –Galán (kBPD)



Fuente: UPME

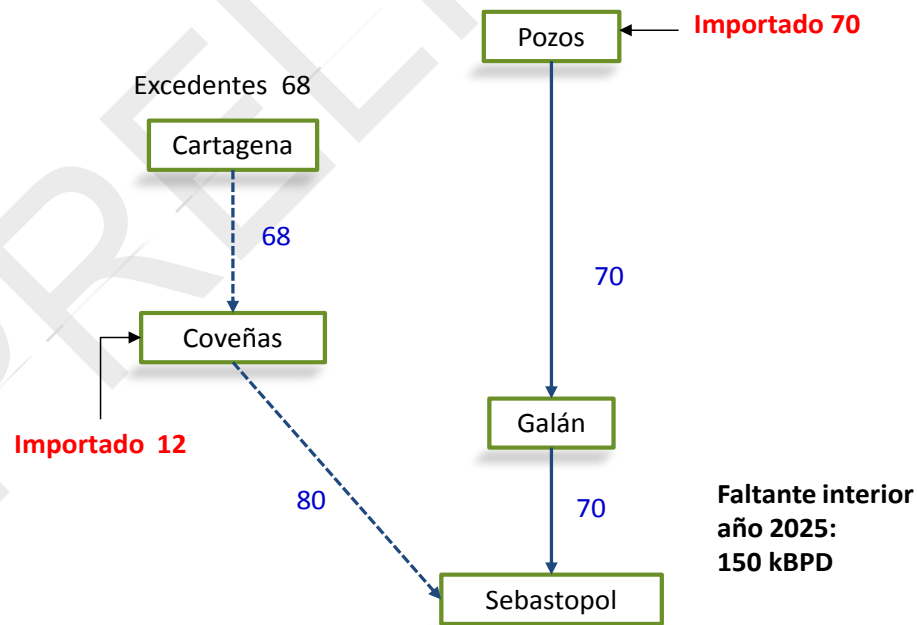
7.3.2 Subsistema Cartagena – Coveñas – Sebastopol

Esta segunda alternativa sugiere abrir un nuevo “corredor” para la importación de productos combustibles y su transporte al interior del país, mediante una línea desde Cartagena y conexión posterior con la ruta Coveñas-Sebastopol, la cual tiene la ventaja de utilizar un “corredor de transporte” que pudiera utilizar los derechos de vía ya establecidos para los oleoductos que conectan dichos puntos y con posibilidad de utilizar la infraestructura de dichos oleoductos que presentan una baja utilización a mediano y largo plazo.

Al mismo tiempo, movilizaría los excedentes de la refinera de Cartagena a través del sistema desde Coveñas al interior del país hasta el punto de Sebastopol, el cual está localizado aguas abajo de la refinera de Barrancabermeja, lo que representa ahorros en costos de transporte y menores riesgos al evitar la circulación de combustibles en el tramo Galán-Sebastopol (del cual parte la línea a Medellín y el sistema de ODECA desde Salgar lo que reduce los impactos de fallas en el sistema de transporte Galán-Sebastopol).

La opción aquí descrita logra descongestionar el corredor Pozos Colorados – Galán el cual mantendría una capacidad de transporte de 70 kBPD sin nuevas ampliaciones, mientras el periodo de transporte de nafta. Además, la nueva ruta podría desarrollarse aprovechando las facilidades de los derechos de vía en el corredor Coveñas-Vasconia que actualmente utilizan los oleoductos de OCENSA y Oleoducto de Colombia. Ver Gráfica 7-20.

Gráfica 7-20 Opción de Abastecimiento Cartagena-Coveñas-Sebastopol (kBPD)



Fuente: UPME

Esta alternativa además permite la reducción de los riesgos de abastecimiento, pues se contaría con diversos puntos para el ingreso de combustibles importados, disminuyendo los riesgos de desabastecimiento en caso de contingencias.

7.3.3 Ingreso de Combustibles por el Pacífico

Una opción adicional para asegurar el abastecimiento de combustibles en el mediano y largo plazo es la definición de una entrada por el Pacífico lo que diversifica aún más el riesgo para el abastecimiento de la demanda en el sector Eje Cafetero-Valle del Cauca, sur del país y eventualmente parte de Antioquia, al contar con una fuente alterna a los suministros desde la zona central del país. También, cuenta con una línea de transporte bidireccional que ha permitido cubrimiento de la demanda en épocas de crisis, particularmente durante el fenómeno de El Niño.

Sin embargo, esta alternativa tiene varias desventajas. En primer término, que las principales fuentes de suministro de combustibles líquidos están en la zona del Atlántico y su transporte a un puerto sobre el Pacífico incrementaría los costos y tiempos de entrega de estos productos lo que no es conveniente para la solución de contingencias. Además, el volumen de productos que se importaría por el Pacífico correspondería a la demanda atendida a partir del terminal de Yumbo, del orden de 30,000 barriles-día en el año 2030, que representa un porcentaje bajo de productos importados, tanto para abastecimiento como para atender las contingencias de suministro de combustibles.

Al considerar las importaciones con el propósito de enviar por esa vía productos combustibles al norte del Valle, eje Cafetero y Antioquia implicaría desarrollar un esquema de bidireccionalidad en la red que conllevaría el desarrollo de estrategias para definir el manejo que se le daría al GLP producido en Barrancabermeja y transportado al sur y occidente del país para atender la demanda de esas zonas. Lo que tal vez resulte más costoso que el esquema actual utilizado. Por las consideraciones antes señaladas, en esta ocasión la alternativa del Pacífico no se evaluó.

7.3.4 Ampliación del Sistema Actual de Transporte de Refinados

De acuerdo con los resultados de los análisis de balance volumétrico y la simulación hidráulica se identificaron los segmentos de transporte actuales donde deben planificarse expansiones, determinándose la magnitud volumétrica de las mismas, las cuales se resumen en la Tabla 7-2.

Para tal fin, se compara la demanda en el punto de entrega con la capacidad del o los tramos que lo atienden y se determina el punto en el tiempo en el cual se hace necesario considerar una expansión. Dado que el horizonte de planeamiento va hasta el año 2036, la opción de una única ampliación resultaría de alto costo al quedar subutilizada parte del tiempo; en

consecuencia, el Modelo de Simulación realiza expansiones sucesivas del 50% de la capacidad, las que entran en operación 1 año antes de la insuficiencia de la capacidad de transporte.

Tabla 7-2 Ampliaciones Operacionales del Sistema de Poliductos

Ducto	Capacidades (kBPD)			Ampliaciones (kBPD)		
	Diseño	Operacional	Año 1	Ampliación 1	Año 2	Ampliación 2
Cartagena-Baranoa	30.0	27.5	2019	13.8	2038	13.8
Galán-Lisama	27.0	24.8	2018	11.6	2018	11.6
Lisama-Chimitá	27.0	24.8	2031	11.6		
Galán-Sebastopol	298.8	275.0	2037	137.5		
Sebastopol-Salgar	165.8	152.5				
Salgar-Mansilla	85.0	78.0	2020	39		
Sebastopol-Tocancipá	95.0	87.5				
Sebastopol-Medellín	68.4	63.0	2026	31.5		
Medellín-Cartago	49.1	45.0				
Salgar-Manizales	26.3	23.0	2018	9.2		
Manizales-Pereira	23.0	20.0	2018	8.4		
Pereira-Cartago	26.3	23.0				
Cartago-Yumbo	45.0	41.0	2029	20		
Salgar-Gualanday	26.3	24.0				
Gualanday-Neiva	12.0	11.0				

Fuente: UPME

Se concluye entonces que para asegurar el abastecimiento de combustibles al sistema nacional en el escenario de demanda medio, es necesario ampliar buena parte de los segmentos de transporte, actualmente en operación. Como lo muestra la información contenida en la Tabla 7-2 son tres subsistemas que requieren inmediata ampliación y son pocos los recursos técnicos que hoy tiene el transportador para atender estas expansiones, toda vez que los análisis de capacidad se realizaron con factores de servicio que superan el 90%.

8 CONFIABILIDAD

De acuerdo con lo mencionado anteriormente la confiabilidad es la capacidad del sistema de oferta de petróleo y productos combustibles, tanto de producción propia como importada, y de la red de oleoductos y poliductos, para atender la demanda nacional de combustibles a mediano y largo plazo a fin de hacerle frente a fallas en los elementos del sistema de entrega de petróleo y combustibles principalmente en el transporte y en la operación de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Puede decirse que los análisis tradicionales se concentran en determinar las probabilidades de falla de estos sistemas, las cuales suelen ser muy bajas, lo que se traduce en una confiabilidad “intrínseca” muy alta del sistema por lo que se tiende a desestimar el evento de salida tanto de tramos de transporte como de las refinerías. Sin embargo, las bajas probabilidades no implican que los eventos no ocurran o que no sean posibles

La confiabilidad depende de variables diferentes en cada caso, por lo que se pretende que a partir de la plena comprensión de los aspectos operacionales de los sistemas de producción, transporte, refinación y distribución de combustibles, se puedan diseñar los esquemas que permitan mantener la continuidad operativa aún en presencia de interrupciones de suministro de largo o corto tiempo.

8.1 Upstream

En cuanto al Upstream cabe reiterar que el objetivo esencial es la adecuada alimentación al sistema de refinación nacional en particular a las dos refinerías principales de Barrancabermeja y Cartagena. Esta última, es una refinería costera con posibilidad de acceder a los mercados internacionales en caso de suministros de petróleo insuficientes desde los campos de producción nacionales. Con la Refinería de Barrancabermeja, la situación es diferente y su abastecimiento depende de la producción nacional de petróleo y su transporte a las refinerías.

El sistema de abastecimiento a la refinería de Barrancabermeja está integrado en primera instancia por las dos líneas, una desde Velásquez y la otra desde Vasconia y como segunda opción vía alimentación desde los Nodos de Apiay y Rubiales cuya producción confluye en la Estación Porvenir y desde allí, los crudos son transportados hasta la Estación Vasconia. Se trata de un sistema simple, radial, sin anillos ni redundancias que permita compensar cualquier deficiencia en el sistema con producción de otros campos.

Así, los análisis de riesgos se concentran en: oleoductos y campos de producción. En cuanto a éstos últimos, no es de esperarse eventos catastróficos que saquen de servicio una parte significativa de la producción disponible y cualquier situación de falla es compensada con almacenamientos en las refinerías, por ello, el transporte de hidrocarburos es siempre el eslabón de la cadena más vulnerable por el hecho de tener que recorrer largas distancias y atravesar zonas complejas. Por ejemplo lo ocurrido con el Oleoducto Caño Limón – Coveñas por su trazado de

montaña siempre fue vulnerable a ataques de grupos al margen de la ley, lo que originaba la suspensión de las actividades de transporte por varios días, lo cual en oportunidades causaba estrés al sistema pero no el cierre de operación de refinería.

En los Oleoductos de los Llanos, Rubiales – Porvenir y Apiay – Porvenir, su trazado y mejor desempeño han mostrado mínimas afectaciones y eventos de interrupción del flujo de crudo con duraciones de corto plazo que se han superado con almacenamientos de carácter operativo bien sea en los Nodos principales o en la propia refinería. Pese a contar con un esquema radial, no cerrado y de poca redundancia.

Lo anterior indica que las contingencias en el upstream han sido superadas de manera operacional y pese a las paradas en el ducto Caño Limón – Coveñas, el de mayor contingencia en el país, las refinerías siguieron operando de manera continua, pues fueron abastecidas gracias a los almacenamientos de crudo en las instalaciones de dichas plantas y en los Nodos de acopio del crudo, que se traduce en una elevada confiabilidad, característica propia del sistema.

8.2 Downstream

La problemática de las operaciones en el downstream y la conceptualización de la confiabilidad en este sector plantean consideraciones diferentes de las ocurridas en el upstream. Mientras en la producción de petróleo existe un elemento de incertidumbre importante con respecto a los volúmenes a transportar, derivados de descubrimientos potenciales difíciles de modelar por los escenarios convencionales de producción de petróleo, en el caso del “downstream” la demanda es mucho más predecible y no va a experimentar variaciones significativas de un año al siguiente.

En este sentido, el modelamiento de la demanda depende menos de las características del subsuelo o de factores de mayor incertidumbre, si está subordinada a los hábitos de consumo de los agentes simplificando el análisis respecto a la infraestructura que resulta necesaria para atender la demanda de los mercados.

El segundo aspecto de diferencia significativa entre el “Upstream” y el “Downstream”, es el concepto de “estratégico”. Mientras que en el “upstream” el tema de estrategia y riesgos están referido a una actividad como la exploración y producción de petróleo que conlleva un alto nivel de riesgo y cuyo resultado es el descubrimiento de reservas en sitios remotos, en la distribución de combustibles, se tienen elementos más predecibles lo que permite reducir los riesgos de abastecimiento gracias a que normalmente las refinerías se encuentran localizadas cerca de los mercados.

Aunque la confiabilidad del sistema de refinación y transporte es alta al punto de que no se registran interrupciones operativas que hayan tenido como consecuencia el desabastecimiento de combustibles al país, hay que señalar que el sistema como tal no ha estado ajeno a problemas que pudieran haber comprometido sus niveles de servicio.

Así, los eventos de contingencia en el downstream están relacionados con: i) fallas del sistema de refinación y en particular de la refinería de Barrancabermeja y de ii) interrupciones del transporte por poliductos, que aunque es una situación posible en la práctica no han sido eventos significativos y no han afectado históricamente la prestación del servicio.

8.2.1 Fallas del Sistema Transporte

El análisis de contingencias está asociado con la salida de operación de uno o varios tramos de la red de poliductos lo cual puede afectar la entrega de combustibles en los terminales del sistema de transporte. Al respecto CENIT incorpora en el factor de servicio de los poliductos aquellos elementos que afectan la continuidad operativa tales como el manejo de baches de productos, retrasos en el recibo de combustibles por parte de los agentes, salidas de servicio por mantenimiento y reparación de los tramos según la siguiente definición:

$$\text{Factor de Servicio} = \frac{\text{Capacidad Efectiva}}{\text{Capacidad Nominal}}$$

Donde:

Capacidad Nominal: Capacidad máxima en 1 día de operación normal

Capacidad Efectiva: Volumen que puede transportarse en promedio en un año, convertido en capacidad diaria.

De esa manera el Factor de Servicio incorpora aquellas situaciones que limitan la operación continua del poliducto en 1 año calendario incluyendo salidas del servicio, tanto las no programadas como las correspondientes a reparación y mantenimiento. A manera de ejemplo, la línea Pozos Colorados- Galán que hoy es eje del abastecimiento de productos importados al interior del país, tiene un factor de servicio reportado por CENIT de 85%.

Así, puede decirse que una vez incorporado el “factor de servicio” en la estimación de la capacidad efectiva, este subsistema es de alta confiabilidad que lo evidencia el hecho de no registra interrupciones significativas del servicio. Pero, dado que los sistemas no son perfectos y siempre existe probabilidad de falla se estudian criterios para simular este tipo de salidas de los diferentes tramos del sistema de transporte.

Analizando la topología del sistema de transporte de hidrocarburos presentado en el Capítulo 7 se encuentra que el corredor “Galán-Sebastopol-Salgar” es el eje central del abastecimiento de combustibles a la zona sur, centro y occidente de Colombia y la salida de este tramo compromete la entrega de combustibles a todo el interior del país salvo Bucaramanga que tienen un sistema de abastecimiento distinto.

Con la salida del tramo Galán-Sebastopol, habría problemas para atender prácticamente toda la demanda del interior del país: el sector de Antioquia y Valle del Cauca a partir de la línea Sebastopol-

Medellín-Cartago; se afectaría el suministro a partir de Salgar por el poliducto de ODECA; la línea Salgar-Mansilla; el poliducto Salgar-Gualanday-Neiva; y el poliducto Sebastopol-Tocancipá.

Por ello, simular los efectos de la salida del sector Galán –Sebastopol permite dimensionar el evento más grave que podría ocurrir en el sistema de poliductos al interior del país. En cuanto, al periodo de interrupción, no se dispone de información de fallas en los diferentes segmentos que permita establecer escenarios de probabilidad para simular los tiempos esperados de interrupción. A fin de establecer criterios y estimar tiempos de salida se cuenta con dos opciones de manejo: probabilístico y determinístico.

El caso “probabilístico” conlleva la necesidad de establecer supuestos que permitan construir “probabilidades” de salida de los diferentes tramos del sistema. A manera de ejemplo se supone un “corredor” de transporte con $n=5$ tramos y una probabilidad de salida de $P=0.01$, significa que el servicio se presta con un probabilidad $1-P= 0.995$. La probabilidad de que todos los cinco tramos del ejemplo estén operando de manera continua y simultánea es de $(1-P)^5$ lo que equivale a 95% por tratarse de eventos independientes.

Es decir, el sistema ofrece lo denominado confiabilidad “intrínseca” del 95%. Luego, sin tomar ninguna acción específica, en el caso del ejemplo se cuenta con ese nivel de confiabilidad en el suministro de combustibles. Eventos puntuales en los cuales salga uno de los cinco tramos en operación tienen una probabilidad de ocurrencia de 0.97% que resulta de:

$$P(\text{Salida de 1 tramo sobre } n = 5) = P \times (1 - P)_4 = 0.0096$$

Si salen de servicio un número superior de tramos la probabilidad disminuye aún más. Sin embargo aunque el nivel de confiabilidad es alto, si llegare a presentarse una falla en el tramo inicial, el flujo hacia los demás puntos de salida queda suspendido.

Por otro lado, en el análisis determinístico se asume que un tramo o conjunto de tramos está por fuera de servicio por un periodo de tiempo determinado durante el cual los mercados del interior quedarían sin abastecimiento por la ocurrencia del evento más crítico del sistema de transporte cual es la salida del corredor Galán-Sebastopol-Salgar.

En resumen, aún si se contara con la información histórica sobre probabilidades de falla y se pudiera construir una función de densidad de probabilidad y simular escenarios de fallas que se comporten según dicha función, los altos niveles de confiabilidad “intrínseca” o natural de los sistemas de transporte podrían llevar a la conclusión de que no es necesario tomar medidas adicionales para proteger al mercado contra riesgos de falla en el sistema de transporte. Sin embargo, aún los eventos de baja probabilidad de ocurrencia pueden suceder y el sistema debe estar preparado para afrontar este tipo de situaciones, lo que supone diferentes alternativas para responder ante el escenario de falla que se presente.

Luego, sin desconocer la validez de los análisis de probabilidades, se considera que para asegurar la confiabilidad del sistema de transporte se adoptó el criterio determinístico mediante el cual se simula una falla del segmento más crítico como sería el caso de la línea Galán-Sebastopol, a fin de evitar que en este caso, el sistema deje de operar con la continuidad que se requiere en particular si tal evento ocurre en uno de los tramos del denominado corredor principal.

El mecanismo de protección del sistema de distribución de combustibles contra fallas en el transporte es la construcción de almacenamientos de carácter “estratégico” en los terminales del sistema. El número de días de almacenamiento estratégico debe ser suficiente para atender la emergencia y corregir la falla que se pueda presentar.

Adicionalmente, las recomendaciones de la Agencia Internacional de la Energía y las conclusiones de las experiencias internacionales, señalan la conveniencia de contar con almacenamientos en los terminales del sistema de transporte para atender eventuales fallas de esta naturaleza y además por considerar que los inventarios de productos deben estar cerca de los mercados de combustibles.

Como se ve más adelante poner la totalidad del inventario estratégico en los terminales implica contar con capacidad adicional de transporte para su llenado, lo que sugiere la conveniencia de dividir dichos inventarios, dejando una parte en los terminales de combustibles para atender contingencias específicas del transporte de tal manera que los mercados de productos puedan ser atendidos rápidamente y centralizar el volumen restante en la zona del Magdalena medio (corredor Galán - Salgar) para aprovechar las economías de escala derivadas de la construcción de tanques de alta capacidad. Así los almacenamientos estratégicos deben cumplir las siguientes condiciones:

- Que el almacenamiento esté localizado en los terminales del sistema de transporte y su tamaño esté dado por el número de días de interrupción esperada multiplicado por la demanda diaria del respectivo terminal.
- Que el almacenamiento esté completamente integrado a la red de poliductos de tal manera que una vez se produzca la falla del o los tramos respectivos, el volumen almacenado pueda entrar inmediatamente a suplir los volúmenes que el sistema de transporte no puede entregar.
- Que los sistemas de almacenamiento “estratégico” cuenten no solo con la capacidad de almacenamiento en tanques sino también con el producto físico para cada combustible. Es decir, en lo sucesivo deberá hablarse de inventarios físicos para cada uno de los productos combustibles en los terminales y no de capacidad de almacenamiento como ocurre en la actualidad.
- Los inventarios estratégicos tendrán como dedicación exclusiva la atención de estos eventos y no se destinarán a atender aspectos operativos del servicio.

8.2.2 Fallas en la Operación de las Refinerías

El evento más crítico que puede ocurrir en la operación del sistema de abastecimiento de combustibles es la salida completa de la Refinería de Barrancabermeja, lo cual afectaría el suministro a todo el interior del país además del tiempo que tomaría ubicar en las distintas regiones los suministros importados que sustituyan su producción.

Ahora bien, salidas parciales de unidades de refinación pueden manejarse mediante incrementos en la importación de productos combustibles. Este es un riesgo que se enfrenta eventualmente por ello hay que estar preparados para su ocurrencia, de lo contrario el país vería interrumpido el abastecimiento de combustibles a la zona centro, sur y occidente del país, al menos por el tiempo requerido para poner combustibles importados en dicha zonas.

El caso de Cartagena por su localización en la Costa Atlántica es mucho menos crítico pero aun así requiere de soluciones específicas, que particularmente se refieren a la importación de los productos, como la mejor alternativa para atender la contingencia. El Estudio que realizó la Agencia internacional de Energía para Colombia en 2014 llamó la atención sobre los siguientes aspectos principales asociados con los riesgos del sistema colombiano de atención de la demanda de combustibles, por este tipo de fallas:

- No se cuenta con una conexión operativa entre las dos refinerías de Cartagena y Barrancabermeja por lo cual en el caso de salida de operación de la refinería de Barrancabermeja los productos de Cartagena tienen que enviarse al puerto de Pozos Colorados y posteriormente al interior del país.
- En este caso, y si es necesario importar productos para atender los mercados del interior del país, el tiempo de tránsito sería de 17-22 días para llegar a Bogotá, de 15-21 días para llegar a Medellín y de 10-27 días para llegar a Cali.

Para atender esta contingencia mayor, se propone entonces desarrollar soluciones adicionales sobre lo ya construido en infraestructura de transporte y almacenamientos estratégicos, que para el caso son los siguientes:

- La salida de la Refinería de Barrancabermeja implica que el sistema deberá tener disponible un inventario estratégico no menor a 25 días aproximadamente para cada uno de los refinados analizados, por considerar que es el tiempo requerido para la consecución de combustibles importados, su recibo en puerto y transporte a los terminales de distribución. Se ha estimado que el inventario estratégico en los terminales debe ser mínimo 5 días de la demanda de los correspondientes puntos de distribución combustibles lo que corresponde a más del doble del periodo de parada de la contingencia más severa que se conoce hasta ahora.

- En caso de que la Refinería salga de operación por un periodo mayor a 25 días, la logística de transporte y almacenamiento permitirá que por vía de importación, los productos lleguen de manera continua y oportuna a los diferentes terminales de distribución. Es decir, el evento crítico dura 25 días mientras se realizan las órdenes de compra de productos, se logra su recibo en los terminales de importación y su posterior transporte a los mercados del interior. Se trata entonces de sustituir la producción de Barrancabermeja por importaciones adicionales a las que normalmente serían necesarias para balancear la oferta y la demanda de combustibles

Lo anterior implica que el refuerzo en la infraestructura de transporte que se propuso a fin de garantizar el “abastecimiento” de combustibles, deberá ampliarse para suplir vía importación el faltante de producción local ante la salida de la refinería de Barrancabermeja. Una vez definida la necesidad de contar con un inventario estratégico total de al menos 25 días tomando como base la producción de la refinería, se requiere localizar dichos recursos de manera óptima.

Como ya se mencionó, la opción inicial podría ser la ubicación de la totalidad del almacenamiento en los terminales de distribución de combustibles, con lo cual si bien se atiende la demanda en caso de contingencias de transporte o de salida de la refinería de Barrancabermeja, se generan costos de transporte adicionales a los propios del flujo normal de combustibles y que hacen referencia al llenado y la reposición de los inventarios estratégicos.

La segunda alternativa consiste en dejar 5 días de la demanda total en terminales y el resto hasta completar el inventario estratégico de 25 días equivalente a la producción total de Barrancabermeja se centralice en algún punto en el corredor Galán-Sebastopol donde no se incurriría en costos de redundancia del sistema de transporte para llenado de inventarios estratégicos y se aprovecharían ventajas de economía de escala en el almacenamiento.

La recomendación final depende entonces del balance de costos que resulte de analizar las 2 opciones señaladas anteriormente, donde se busca tomar ventaja de los menores costos por economía de escala derivada del mayor tamaño de tanques y al tiempo mantener un inventario en terminales para atender contingencias, sin presionar demasiado el sistema, para el llenado y reposición de dichos inventarios.

Los inventarios estratégicos en terminales los que corresponden a 5 días de la demanda en cada Nodo, más los 20 días de producción de la refinería de Barrancabermeja, en la práctica representan un número de días de inventario estratégico superior a 25.

Lo anterior significa que la propuesta de ubicar parte de los inventarios estratégicos en terminales y centralizar el volumen restante en los alrededores de Barrancabermeja le dan al sistema una holgura adicional que se considera conveniente para el manejo de los riesgos del sistema.

El Decreto 1073 de 2015, señala la obligación de los Distribuidores Mayoristas de disponer en todo momento de una capacidad de almacenamiento mínima correspondiente al 30% de su volumen mensual de despachos de cada planta de abastecimiento que posea.

La norma se refiere a “capacidad de almacenamiento” y no contempla la obligación de contar con inventario físico real para enfrentar las contingencias que se presenten. Tan sólo los biocombustibles tienen la obligación de almacenar el inventario suficiente para cubrir la demanda durante un periodo de 10 días.

Sobre el almacenamiento operativo y comercial se considera que su definición debe atender los requerimientos del mercado y estar en función de la frecuencia de recibo de productos en los terminales como resultado de la logística de entregas establecida por el transportador.

8.2.3 Otros Riesgos de Fallas

Adicional a los riesgos de fallas en los sistemas de transporte y refinación se plantean otros dos tipos de riesgos a saber:

- Sistemas de puertos y tanques: No se ha encontrado en las referencias y en la literatura consultada ni en los informes de la Agencia Internacional de Energía que se haya identificado la posible falla en puertos como un elemento de riesgo significativo. En el caso colombiano, el depender de un solo sistema de transporte como el caso actual de Pozos Colorados-Galán puede configurar una situación de riesgo importante. Por ello se propone la entrada por el sistema Cartagena-Coveñas-Sebastopol, el cual configura un nuevo ingreso de productos adicional al de Pozos Colorados
- Adicionalmente la entrada de productos por Cartagena diversifica el eventual riesgo que pudiera ocurrir por fallas en los sistemas de puertos.
- Si llegaren a presentarse este tipo de dificultades, quedan los almacenamientos estratégicos de productos tanto en terminales como centralizados en el sector entre Barrancabermeja y Sebastopol para atender este tipo de emergencias.
- Fallas en Sistemas de Tanques: Contingencias de este tipo que se presenten no tendrían impactos significativos considerando que los almacenamientos estratégicos también están localizados en los diferentes terminales y además que por cada producto en cada terminal es de esperarse que haya un número plural de tanques lo que diversifica aún más este tipo de riesgos.
- El siguiente factor es el relacionado con las fallas en el abastecimiento de biocombustibles tanto etanol como biodiesel. En los ejercicios de Abastecimiento se ha supuesto que se harán las inversiones necesarias en nuevos proyectos y que éstos deberán entrar en las fechas específicas para mantener al menos los niveles de mezcla con los combustibles fósiles que están indicados en la regulación (hasta E10 y B10).

En lo que se refiere al tema de contingencias, como también lo señala el Informe de la Agencia Internacional de Energía, cuando se presentan restricciones de oferta por fallas en las unidades de producción de biocombustibles, se recomienda que durante dicha contingencia no se haga efectiva la normatividad sobre mezcla establecida en la regulación considerando las limitaciones que tendría en la importación de biocombustibles y la necesidad de establecer canales de transporte al interior del país lo que impondría un “stress” aún mayor al sistema de transporte.

8.3 Medidas de Confiabilidad en el Downstream

Luego de simular los eventos identificados como contingencias o fallas en el downstream, según las consideraciones del Numeral 8.2, es decir: a) fallas en los poliductos al sur de la refinería de Barrancabermeja que pueden impactar una o varias terminales de distribución de combustibles aguas abajo y b) Salida de operación de la refinería de Barrancabermeja por un periodo no determinado; los resultados obtenidos señalan las siguientes soluciones como elementos comunes para las contingencias simuladas:

- Construcción de nueva infraestructura para importación de combustibles y conexión de las dos refinerías.
- Diseño y construcción de almacenamientos estratégicos
- Ampliación de infraestructura existente para atender los impactos de la contingencia

Las soluciones propuestas desde la visión de confiabilidad también satisfacen los requerimientos en abastecimiento y las dos actividades comparten el uso de infraestructura como facilidades portuarias, tanques para almacenamiento, líneas de transporte, etc, que deben dimensionarse adecuadamente para garantizar el abastecimiento y confiabilidad aún si fuera necesario actuar en simultáneo para atender exigencias de una y otra.

En consecuencia el análisis de confiabilidad que se presenta a continuación comprende entonces la infraestructura de importación de combustibles al país, así como el diseño de los almacenamientos estratégicos, que junto con la expansión de la red de poliductos, permite atender no solo el abastecimiento de combustibles sino también la respuesta del sistema ante las fallas de poliductos y salida de operación de la refinería de Barrancabermeja.

8.3.1 Construcción de Nueva Infraestructura para Importación de Combustibles

La solución planteada para atender el pleno abastecimiento ante contingencias recomienda en primer término la construcción de infraestructura de transporte para la importación de combustibles que coincide en su totalidad con la propuesta relacionada en el Capítulo 7 pero con capacidad ampliada para atender de manera simultánea las importaciones normales de abastecimiento y las importaciones necesarias para suplir las fallas o contingencias cualquiera sea su origen. En

consecuencia se propone conectar la refinería de Cartagena con el centro del país de la siguiente manera:

- Vincular la refinería de Cartagena al sistema de Pozos Colorados-Barrancabermeja a través de la estación El Copey, con suficiente capacidad y en todo caso superior a la presentada en la Gráfica 7-19.
- Abrir un nuevo “corredor” de productos combustibles por el sistema Cartagena-Coveñas-Sebastopol, con capacidad superior a la presentada en la Gráfica 7-20.

Considerando las opciones propuestas bajo las perspectivas de abastecimiento y de confiabilidad, estas se evaluaron de manera conjunta en lo correspondiente a las rutas formuladas para la importación de combustibles, con el propósito de obtener la alternativa que permita pleno abastecimiento pero que a la vez posibilite el aumento de la confiabilidad a mínimo costo global. Es decir, la opción más conveniente desde el punto de vista económico que ofrezca la menor inversión combinada entre Abastecimiento y Confiabilidad.

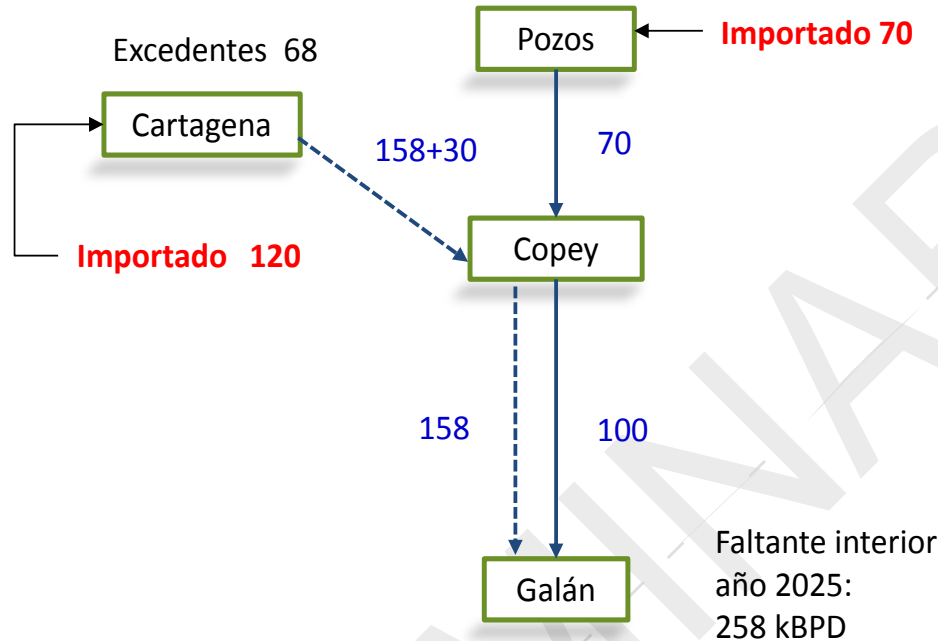
Por tanto, si en abastecimiento se opta por la alternativa 1, es decir la ruta Cartagena–El Copey–Galán (CAR-COP-GRB), en confiabilidad pueden existir dos posibilidades a saber (para efecto de convenciones utilizan la letra **C** en la denominación de las opciones de confiabilidad):

- Ampliar la opción básica, es decir sobre la misma ruta se dispone de una mayor capacidad de transporte(CAR-COP-GRB)C1-ampliado, o
- Construir una nueva línea entre Cartagena–Coveñas-Sebastopol denominada (CAR-COV-SEB) C2 – nueva ruta. Como la construcción de dos rutas distintas para cumplir con los postulados de abastecimiento y confiabilidad se constituye en la opción de mayor costo, esta se descartan de plano, aunque en el análisis financiero se realice su evaluación.

La Gráfica 8-1 presenta la alternativa de abastecimiento Cartagena-El Copey–Galán complementada con una ampliación para atender toda la demanda en el año 2025, en caso de una contingencia, ya sea de transporte o refinación. Es decir se transportarían cerca de 190.000 barriles día en el primer segmento y en la estación El Copey se transferirían 30.000 barriles día al sistema Pozos Colorados–Galán para llegar finalmente a la Estación Galán un total de 258.000 barriles día.

En dicha grafica se mantienen constantes los volúmenes que hoy son transportados por la línea Pozos Colorados –Galán por ausencia de mayor almacenamiento en el puerto y no incluye la segunda alternativa (combinatoria de propuestas), pues es bien conocido que los costos son superiores y por ello se descarta.

Gráfica 8-1 Opción Combinada de Abastecimiento y Confiabilidad Cartagena-El Copey –Galán (Ampliada-kBPD)



Fuente: UPME

Ahora bien, si la decisión en abastecimiento **es la alternativa 2**, donde recomienda abrir el corredor (Cartagena-Coveñas-Sebastopol) A₂, las posibilidades en confiabilidad serían igualmente dos que incluyen:

- Expandir la opción básica es decir (CAR-COV-SEB) C2 –ampliado, o
- Construir el nuevo segmento de transporte entre Cartagena–El Copey–Galán (CAR-COP-GRB) C1 –ruta nueva.

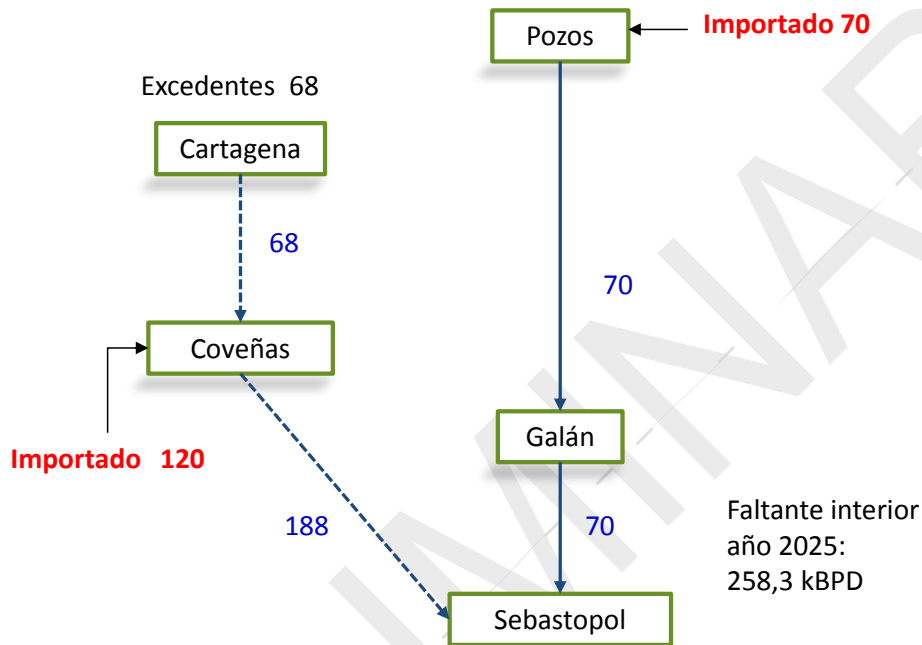
Como se indicó en párrafos anteriores la opción IV sería de mayor costo en virtud de lo que representaría la construcción de los dos segmentos de transporte para atender la demanda ante la condición de abastecimiento y evento de confiabilidad.

La Gráfica 8-2 muestra la alternativa de abastecimiento **Cartagena-Coveñas-Sebastopol** ampliada para cubrir toda la demanda en el año 2025, en caso de presentarse una falla en el sistema de abastecimiento y confiabilidad, que igualmente permite movilizar un volumen de 190,000 barriles día, requerido en el año 2025, de acuerdo con las estimaciones de demanda.

En resumen, la opción I constituye la ruta Cartagena-El Copey-Galán para abastecimiento + la ampliación de la misma ruta para efectos de confiabilidad. La opción III representa la ruta

Cartagena-Coveñas-Sebastopol para abastecimiento + la ampliación de la misma ruta para contingencia, las alternativas II y IV se descartan.

Gráfica 8-2 Opción Combinada de Abastecimiento y Confiabilidad Cartagena-Coveñas –Sebastopol (Ampliación- kBPD)



Fuente: UPME

En materia de puertos, para la ruta Cartagena-El Copey-Barrancabermeja se cuenta con la estructura necesaria, lo mismo que el terminal en Pozos Colorados que se asume no se ampliaría. En lo que respecta al terminal de Coveñas, se podría pensar en la utilización de la actual infraestructura de exportación de crudos sobre las siguientes bases:

Algunas líneas de crudo como el caso del Oleoducto de Colombia verían reducida su utilización en el mediano plazo, lo que plantearía la opción de utilizar dicha línea para el transporte de productos combustibles al interior del país. Esta posibilidad reduciría apreciablemente los requerimientos de inversión de la opción Cartagena-Coveñas–Sebastopol. Aún, si lo anterior no fuera posible, se podría plantear el acceso a las servidumbres lo que facilitaría considerablemente los procesos de licenciamiento y construcción de este nuevo sistema.

Se abre una nueva frontera al plantear el transporte de productos importados y los excedentes de la refinería de Cartagena a través del sistema desde Coveñas al interior del país hasta el punto de Sebastopol. Contar con una ruta de acceso adicional a la de Pozos Colorados-Galán diversifica el riesgo y evita concentrar el volumen de productos importados por el corredor tradicional desde la costa atlántica hasta Barrancabermeja. Ello también permite la ubicación de refinados al sur de

Barrancabermeja, conllevando ahorros en inversiones de ampliación del sistema Galán-Sebastopol si llegare a requerirse y disminuye los riesgos por la eventual salida de este tramo.

El análisis anterior se concentra ahora en las inversiones de la nueva infraestructura de transporte al interior del país, las cuales deben estar a cargo de un operador del servicio de transporte bien sea el actual o un nuevo agente dependiendo del esquema de ejecución que determine para tal fin el gobierno nacional. Las demás inversiones de transporte es responsabilidad del operador actual. En este caso las inversiones incluyendo todos los conceptos deben remunerarse, para que dichas expansiones se lleven a cabo con la prontitud que requiere el sistema de abastecimiento.

8.3.2 Almacenamiento Estratégico

La Agencia Internacional de Energía considera que las reservas de emergencia son una magnífica herramienta para mitigar las interrupciones físicas en el suministro de combustibles y para proporcionar la liquidez que posibilite la recuperación de los mercados en casos de presentarse contingencias. Igualmente señala que entre mayor sea el nivel de inventarios estratégicos en los terminales mucho mejor para el sistema de abastecimiento.

Los almacenamientos estratégicos como medida de confiabilidad propician la seguridad de suministro y la conformación de un sistema de abastecimiento flexible puesto que integra tales almacenamientos con la red de transporte, permitiendo disponer de los hidrocarburos necesarios en caso de cualquier evento severo que pueda presentarse. Además, constituye un elemento fundamental en la cadena de producción-consumo, ya que facilita el balance físico ente la producción y el consumo, permite el sedimento de sólidos y agua, antes de que el hidrocarburo sea inyectado al sistema de transporte y brinda flexibilidad operativa a los puertos de importación/exportación, a las refinerías y a las plantas de distribuidores mayoristas de combustibles.

Luego de los análisis efectuados para determinar los sitios que permitan optimizar el sistema de abastecimiento se encontró que los almacenamientos estratégicos pueden estar concentrados en las siguientes instalaciones:

- Barrancabermeja al menos 20 días de la producción de dicha refinería,
- En cada uno de los distintos terminales de los poliductos, manteniendo inventarios estratégicos equivalentes a mínimo 5 días de demanda de cada terminal,
- En Sebastopol con un volumen proporcional a la demanda del interior menos los 5 días de almacenamiento por terminal, almacenamiento que debe estar distribuido entre este último y Lisama para atender también, el área de Bucaramanga, Santanderes y Sur de Cesar.

A continuación se presentan los resultados de las tres opciones de almacenamiento estratégico, considerando que en los terminales debe contarse con almacenamiento estratégico de 5 días para

cubrir las contingencias en el transporte. Igualmente, cualquiera sea la alternativa escogida, en caso de salida de la refinería de Cartagena es necesario considerar que se debe contar con un mínimo de 20 días de almacenamiento estratégico localizado en los terminales de Cartagena y Baranoa, que corresponde aproximadamente al tiempo requerido para importar los combustibles necesarios.

La Tabla 8-1 presenta los resultados en el caso de almacenamientos estratégicos en la refinería de Barrancabermeja, con almacenamientos operativos en cada terminal, lo que supone expansión mínima del sistema de transporte. La Tabla 8-2 presentan los resultados de los análisis realizados, estimando almacenamientos estratégicos en todos los terminales y posteriormente en la Tabla 8-3 muestra los resultados de cinco días de almacenamiento en terminales y el restante volumen localizado en el terminal de Sebastopol y Lisama.

Tabla 8-1 Almacenamiento Estratégico en Barrancabermeja

Terminal	Demandas [BBL]		Oferta [BBL]		Almacenamientos [BBL]				Nuevos tanques Obligatorios [BBL]			Nuevos tanques Estratégicos [BBL]			
	Básica	Agregada	CIB	Importado	Obligatorio	Estratégico	Total	Faltante	Tamaño	Ajustado	Total	Tamaño	Ajustado	Total	
Yumbo	37,883	37,883	18,705	19,178	189,414	-	189,414	189,414	63,138	69,452	208,356				
Cartago	7,530	13,624	6,727	6,897	37,650	-	37,650	37,650	12,550	13,805	41,415				
Pereira	7,732	21,356	10,545	10,811	38,662	-	38,662	38,662	12,887	14,176	42,528				
Manizales	2,336	23,693	11,699	11,994	11,682	-	11,682	11,682	3,894	4,283	12,850				
		31,789	15,696	16,093											
Medellín	30,736	62,525	30,873	31,652	153,679	-	153,679	153,679	51,226	56,349	169,046				
Neiva	9,838	9,838	4,858	4,980	49,192	-	49,192	49,192	16,397	18,037	54,111				
Gualanday	10,693	20,532	10,138	10,394	53,467	-	53,467	53,467	17,822	19,605	58,814				
Mansilla	84,996	84,996	41,968	43,028	424,982	-	424,982	424,982	141,661	155,827	467,480				
Salgar	813	130,034	64,206	65,828	4,066	-	4,066	4,066	1,355	1,491	4,472				
Tocancipá	23,448	23,448	11,578	11,870	117,242	-	117,242	117,242	39,081	42,989	128,966				
Sebastopol	1,884	217,891	107,587	110,304	9,419	-	9,419	9,419	3,140	3,454	10,361				
Chimitá	22,992	22,992	11,352	11,639	114,958	-	114,958	114,958	38,319	42,151	126,453				
Lisama	14,452	37,444	18,488	18,955	72,261	-	72,261	72,261	24,087	26,496	79,487				
Galán	3,237	258,572	127,674	130,898	16,186	2,553,475	2,569,661	2,569,661	5,395	5,935	17,805	425,579	468,137	2,808,822	
Subtotal	258,572		49%	51%	1,292,858	2,553,475	3,846,333	3,846,333			1,422,144			2,808,822	
	Básica	Agregada	REFICAR	Importado	20 días										
Mamonal	32,173	32,173	32,173	0	0	643,466	643,466	643,466				214,489	235,938	707,813	
Baranoa	34,114	34,114	34,114	0	0	682,271	682,271	682,271				227,424	250,166	750,498	
Subtotal	66,287		100%	0%	0	1,325,737	1,325,737	1,325,737						1,458,311	

Fuente: UPME

Tabla 8-2 Almacenamiento Estratégico en Terminales

Terminal	Demandas [BBL]		Oferta [BBL]		Almacenamientos [BBL]				Nuevos tanques Obligatorios [BBL]			Nuevos tanques Estratégicos [BBL]		
	Básica	Agregada	CIB	Importado	Obligatorio	Estratégico	Total	Faltante	Tamaño	Ajustado	Total	Tamaño	Ajustado	Total
Yumbo	37,883	37,883	18,705	19,178	189,414	374,105	563,519	563,519	63,138	69,452	208,356	124,702	137,172	411,515
Cartago	7,530	13,624	6,727	6,897	37,650	74,360	112,010	112,010	12,550	13,805	41,415	24,787	27,265	81,796
Pereira	7,732	21,356	10,545	10,811	38,662	76,359	115,021	115,021	12,887	14,176	42,528	25,453	27,998	83,995
Manizales	2,336	23,693	11,699	11,994	11,682	23,073	34,755	34,755	3,894	4,283	12,850	7,691	8,460	25,380
		31,789	15,696	16,093										
Medellín	30,736	62,525	30,873	31,652	153,679	303,525	457,203	457,203	51,226	56,349	169,046	101,175	111,292	333,877
Neiva	9,838	9,838	4,858	4,980	49,192	97,156	146,348	146,348	16,397	18,037	54,111	32,385	35,624	106,872
Gualanday	10,693	20,532	10,138	10,394	53,467	105,600	159,067	159,067	17,822	19,605	58,814	35,200	38,720	116,160
Mansilla	84,996	84,996	41,968	43,028	424,982	839,365	1,264,347	1,264,347	141,661	155,827	467,480	279,788	307,767	923,302
Salgar	813	130,034	64,206	65,828	4,066	8,030	12,096	12,096	1,355	1,491	4,472	2,677	2,944	8,833
Tocancipá	23,448	23,448	11,578	11,870	117,242	231,560	348,802	348,802	39,081	42,989	128,966	77,187	84,905	254,716
Sebastopol	1,884	217,891	107,587	110,304	9,419	18,603	28,022	28,022	3,140	3,454	10,361	6,201	6,821	20,463
Chimitá	22,992	22,992	11,352	11,639	114,958	227,048	342,006	342,006	38,319	42,151	126,453	75,683	83,251	249,753
Lisama	14,452	37,444	18,488	18,955	72,261	142,721	214,982	214,982	24,087	26,496	79,487	47,574	52,331	156,993
Galán	3,237	258,572	127,674	130,898	16,186	31,969	48,155	48,155	5,395	5,935	17,805	10,656	11,722	35,166
Subtotal	258,572		49%	51%	1,292,858	2,553,475	3,846,333	3,846,333			1,422,144			2,808,822
	Básica	Agregada	REFICAR	Importado	20 días									
Mamonal	32,173	32,173	32,173	0	643,466	643,466	643,466					214,489	235,938	707,813
Baranoa	34,114	34,114	34,114	0	682,271	682,271	682,271					227,424	250,166	750,498
Subtotal	66,287		100%	0%	1,325,737	1,325,737	1,325,737							1,458,311

Fuente UPME

Tabla 8-3 Almacenamiento Estratégico en Sebastopol

Terminal	Demandas [BBL]		Oferta [BBL]		Almacenamientos [BBL]				Nuevos tanques Obligatorios [BBL]			Nuevos tanques Estratégicos [BBL]		
	Básica	Agregada	CIB	Importado	Obligatorio	Estratégico	Total	Faltante	Tamaño	Ajustado	Total	Tamaño	Ajustado	Total
Yumbo	37,883	37,883	18,705	19,178	189,414	-	189,414	189,414	63,138	69,452	208,356			
Cartago	7,530	13,624	6,727	6,897	37,650	-	37,650	37,650	12,550	13,805	41,415			
Pereira	7,732	21,356	10,545	10,811	38,662	-	38,662	38,662	12,887	14,176	42,528			
Manizales	2,336	23,693	11,699	11,994	11,682	-	11,682	11,682	3,894	4,283	12,850			
		31,789	15,696	16,093										
Medellín	30,736	62,525	30,873	31,652	153,679	-	153,679	153,679	51,226	56,349	169,046			
Neiva	9,838	9,838	4,858	4,980	49,192	-	49,192	49,192	16,397	18,037	54,111			
Gualanday	10,693	20,532	10,138	10,394	53,467	-	53,467	53,467	17,822	19,605	58,814			
Mansilla	84,996	84,996	41,968	43,028	424,982	-	424,982	424,982	141,661	155,827	467,480			
Salgar	813	130,034	64,206	65,828	4,066	-	4,066	4,066	1,355	1,491	4,472			
Tocancipá	23,448	23,448	11,578	11,870	117,242	-	117,242	117,242	39,081	42,989	128,966			
Sebastopol	1,884	217,891	107,587	110,304	9,419	2,151,737	2,161,156	2,161,156	3,140	3,454	10,361	430,347	473,382	2,366,911
Chimitá	22,992	22,992	11,352	11,639	114,958	-	114,958	114,958	38,319	42,151	126,453			
Lisama	14,452	37,444	18,488	18,955	72,261	401,737	473,999	473,999	24,087	26,496	79,487	133,912	147,304	441,911
Galán	3,237	258,572	127,674	130,898	16,186	-	16,186	16,186	5,395	5,935	17,805			
Subtotal	258,572		49%	51%	1,292,858	2,553,475	3,846,333	3,846,333			1,422,144			2,808,822
	Básica	Agregada	REFICAR	Importado	20 días									
Mamonal	32,173	32,173	32,173		643,466	643,466	643,466					214,489	235,938	707,813
Baranoa	34,114	34,114	34,114		682,271	682,271	682,271					227,424	250,166	750,498
Subtotal	66,287		100%		1,325,737	1,325,737	1,325,737							1,458,311

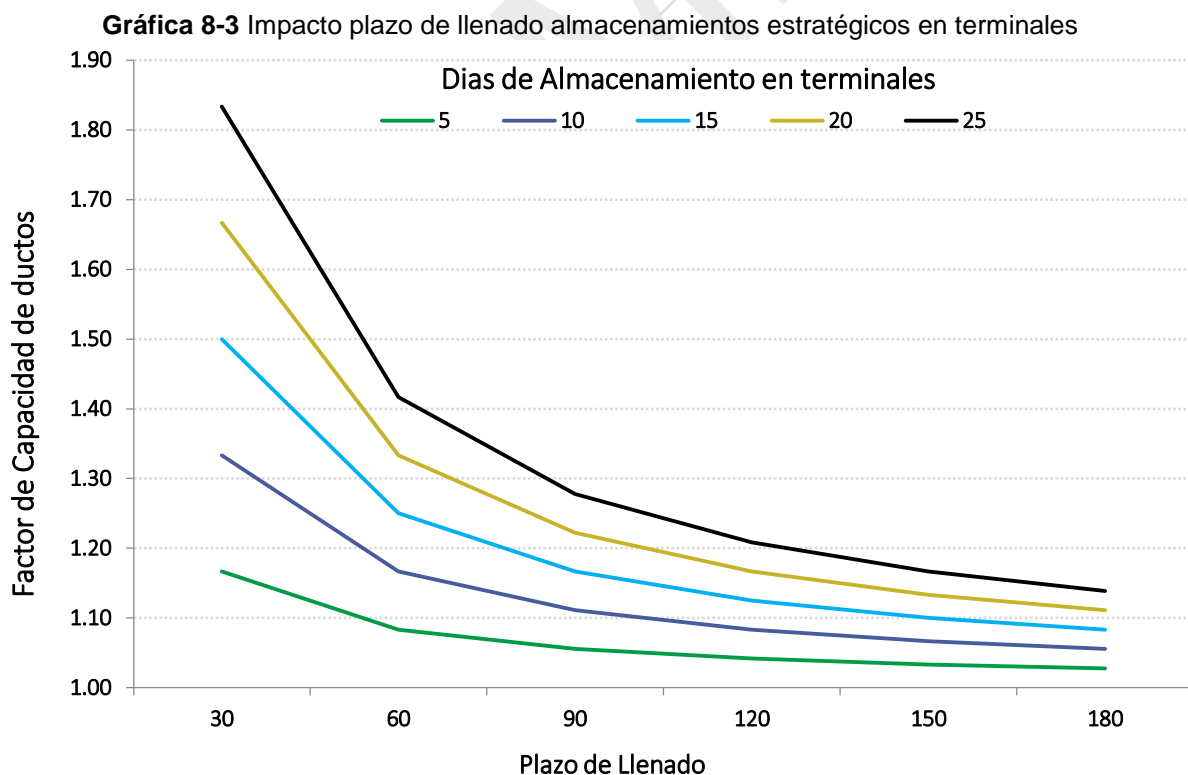
Fuente UPME

La evaluación de costos para la localización de los almacenamientos estratégicos incluido el costo del inventario de cada alternativa propuesta, arrojará el resultado de costos de inversión elemento fundamental para recomendar la opción más viable al caso colombiano. Los resultados muestran que los almacenamientos estratégicos calculados con la demanda esperada en el año 2025 suman 5.702.005 barriles en cualquiera de las tres alternativas. De este volumen el 25% debe localizarse en la Costa Atlántica entre Cartagena y Barranquilla y el restante 75% debe ubicarse en el Interior del país. La diferencia entre las tres alternativas radica en la distribución de los almacenamientos a lo largo del sistema del Interior del país.

El plazo de llenado de los tanques ubicados en las terminales tiene un impacto directo sobre la capacidad del sistema de transporte, llegando a requerir ampliaciones de los ductos solamente para atender el proceso de llenado. La capacidad requerida para un determinado ducto se comporta según la siguiente relación lo cual se explica en la Gráfica 8-3:

$$\text{Factor de Capacidad} = \left[\frac{\text{Días de almacenamiento}}{\text{Días de llenado}} \right] + 1$$

La anterior fórmula genera los siguientes resultados:



Fuente: UPME

Un plazo corto representa una exigencia muy alta de transporte, y un plazo demasiado largo expone al sistema al riesgo de desabastecimiento en caso de presentarse otra falla durante el proceso de llenado.

Como se muestra en la Gráfica 8-3, entre menor sea el plazo de llenado, más alto resulta el factor de capacidad o de redundancia de los ductos, significando opciones de mayor costo que requiere duplicidad de recursos algunas veces innecesarios. Para los cálculos aquí realizados se ha supuesto un periodo de llenado de 180 días tanto al llenado inicial de los inventarios estratégicos como después de ocurrida una contingencia grave que implica la utilización de las reservas estratégicas. En caso de reducción del periodo, se tendrán las correspondientes implicaciones en los costos totales.

En todo caso si el nivel de inventarios en terminales se incrementa, se tendrían implicaciones en costos por la necesidad de contar con redundancia del sistema de transporte para el llenado de los inventarios y además por el hecho de que a medida que se aumenta el inventario en terminales y reduzca el “centralizado”, en virtud de la base de cálculo en cada caso, se termina almacenando un volumen agregado más alto, lo que conlleva mayores costos, que se acentúa por la pérdida de economías de escala en los tanques de almacenamiento.

8.3.3 Ampliación de Infraestructura Existente

Esta alternativa permite soluciones parciales particularmente aguas abajo de Barrancabermeja pero no resuelven el problema central en la estructura de recibo de productos de importación y su transporte al interior del país, desde la perspectiva de confiabilidad. Desde el punto de vista de abastecimiento es necesario ampliar los sistemas de transporte de productos a las principales ciudades en algunos de sus tramos tal como se presenta en la Tabla 7-2 y sin duda bajo la consideración de confiabilidad, se debe contar con la infraestructura que atienda las necesidades no solo de la demanda de cada Nodo, sino que permitan la movilización de productos que faciliten el almacenamiento obligatorio de productos en cada uno de estos Nodos.

Ciertamente, la concentración del transporte en el subsistema Pozos Colorados – Galán supone un alto riesgo ya sea de abastecimiento o de confiabilidad. Como se señaló en el Numeral 7.2.1 la capacidad de transporte de ésta línea se encuentra al tope y factores externos impiden su aprovechamiento al máximo. No obstante, se evaluó como alternativa de abastecimiento y de confiabilidad una solución combinada para potenciar el uso de este segmento de transporte que ya fue presentado en el Numeral 8.3.1

9 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA INFRAESTRUCTURA

De los análisis realizados para simular el abastecimiento de petróleo y combustibles se estimó el posible comportamiento de la producción de crudo, de la red de oleoductos, de las refinerías, de los poliductos, los requerimientos de importación de refinados, la identificación del año en el que se copa la capacidad de los diferentes tramos del sistema y se delimitaron las necesidades de su ampliación.

En lo referente a abastecimiento se determinaron las ampliaciones de infraestructura, y formularon las demás alternativas a fin de asegurar el cubrimiento de la demanda nacional de combustibles que incluyen: i) los nuevos proyectos para el transporte de productos combustibles al interior del país, cuyos costos de CAPEX y OPEX permitirán recomendar la estrategia óptima para movilizar las importaciones; ii) la determinación de las ampliaciones del sistema actual de transporte de productos, y iii) la entrada de refinados por el Pacífico colombiano.

Posteriormente, el análisis incluyó el comportamiento del sistema en conjunto ante contingencias en los sistemas de producción y transporte de combustibles, lo cual permitió definir como herramientas para superar estos eventos: 1) el desarrollo de un nuevo corredor de transporte para la conexión de las dos refinerías; 2) el incremento de la capacidad de transporte de importación y transporte al interior por encima de los requerimientos propios definidos en el análisis de abastecimiento y 3) contar con inventarios estratégicos de refinados no menor a 25 días mientras se reciben en el sur del país las importaciones de refinados.

A partir de información suministrada por ECOPETROL, CENIT, información pública y estudios realizados por UPME, se evaluaron las inversiones de cada alternativa propuesta, con el propósito de buscar la estructura de mínimo costo para el transporte desde la costa al Interior del país, junto con las opciones de almacenamiento estratégico al combinar producto descentralizado en los terminales y centralizado en el corredor Galán-Sebastopol¹⁴.

Teniendo en cuenta que se han planteado opciones de abastecimiento y confiabilidad que son comunes como la conexión de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja mediante dos esquemas distintos de transporte que van desde los puertos ubicados en la Costa Atlántica hacia el Interior, las inversiones en confiabilidad y abastecimiento para estas opciones serán evaluadas de manera conjunta. Por consideraciones que se exponen en el siguiente numeral, el análisis de costos se concentra en las inversiones en nueva infraestructura de transporte al interior del país:

¹⁴ La determinación de los costos de los distintos ítems no sigue metodología CREG, por cuanto a la fecha no se han establecido los criterios para reconocimiento y remuneración de las actividades de refinación transporte y distribución de combustibles líquidos según lo definido en el Decreto Ley 1260 de 2013

9.1 Inversiones para Conectar las Dos Refinerías

Como se indicó en los Numerales 7.3 y 8.3.1 las alternativas propuestas tanto de abastecimiento como de confiabilidad para la vinculación de las dos refinerías, corresponden en primera instancia la conformación del subsistema de transporte Cartagena – El Copey – Galán y como segunda opción la definición del nuevo corredor Cartagena – Coveñas -Sebastopol. De esa manera se tienen 4 posibilidades que resultan de combinar las dos alternativas anteriores en abastecimiento y en confiabilidad.

Opción I. (CAR-COP-GRB) A_1 + (CAR-COP-GRB) C_1 -ampliado

Opción II. (CAR-COP-GRB) A_1 + (CAR-COV-SEB) C_2 -ruta nueva

Opción III. (CAR-COV-SEB) A_2 + (CAR-COV-SEB) C_2 -ampliado

Opción IV. (CAR-COV-SEB) A_2 + (CAR-COP-GRB) C_1 -ruta nueva

En resumen, la opción I constituye la ruta Cartagena-El Copey-Galán para abastecimiento + la ampliación de la misma ruta para efectos de confiabilidad. La opción II representa la ruta Cartagena-El Copey-Galán para abastecimiento + Cartagena-Coveñas-Sebastopol para contingencia.

La opción III, representa la ruta Cartagena-Coveñas-Sebastopol para abastecimiento + la ampliación del mismo trayecto para efectos de confiabilidad. La opción IV, caracteriza la línea Cartagena-Coveñas-Sebastopol para abastecimiento combinada con un nuevo recorrido entre Cartagena-El Copey-Galán para confiabilidad.

Conviene indicar que aquellas opciones que utilizan una ruta diferente entre las dos actividades, Abastecimiento y Confiabilidad, tendrán una inversión combinada más alta con respecto a aquellas para las cuales la inversión en confiabilidad es una ampliación de la que se utilizó en abastecimiento por cuanto, la expansión sobre una infraestructura existente es menor que construir un nuevo ducto con inversión adicional.

El análisis que se realiza a continuación tiene por objeto determinar los costos de cada una de las opciones propuestas y de esta forma determinar la óptima desde el punto de vista económico. Los cálculos para estimar las inversiones de las cuatro opciones comprenden los siguientes componentes¹⁵:

- Facilidades portuarias donde aplique
- Inversión de capital, costos de operación y mantenimiento

¹⁵ Toda la información técnica que permitió hacer los cálculos de inversión tanto de ductos como de tanques de manera aproximada se basa en información recibida de ECOPETROL y CENIT. Con esta última compañía fue necesario suscribir un Acuerdo de Confidencialidad el cual no permite que dicha información sea de conocimiento público. Por tanto los cálculos presentados no son explícitos, pero los resultados consideran los datos utilizados por la compañía para sus evaluaciones financieras.

- Llano de línea

Facilidades Portuarias. En términos generales la infraestructura portuaria está constituida por facilidades, equipos, procesos, línea submarina, monoboya, sistema de anclaje, telemetría y demás elementos necesarios para el funcionamiento del sistema en su conjunto. En esta materia la propuesta de comunicar las dos refinerías mediante el ducto Cartagena-El Copey-Barrancabermeja cuenta con la estructura necesaria lo mismo que el terminal en Pozos Colorados que se asume no se ampliaría, por ello no son considerados los costos asociados a puerto.

En lo que respecta al esquema Cartagena-Coveñas, Sebastopol, tampoco se tendría inconveniente, toda vez que se cuenta con el terminal en Coveñas, que podría también ser utilizado sobre las siguientes bases:

- Algunas líneas de crudo como el caso del Oleoducto de Colombia verán reducida su utilización en el mediano plazo, lo que plantearía la opción de utilizar dicha línea para el transporte de productos combustibles al interior del país. Esta posibilidad reduciría apreciablemente los requerimientos de inversión de la opción Cartagena-Coveñas-Sebastopol. Aún, si lo anterior no fuera posible, se podría plantear el acceso a las servidumbres lo que facilitaría considerablemente los procesos de licenciamiento y construcción de este nuevo sistema.
- Se abre una nueva opción al plantear el transporte de productos importados y los excedentes de la refinería de Cartagena a través del sistema desde Coveñas al interior del país hasta el punto de Sebastopol. Contar con una ruta de acceso adicional a la de Pozos Colorados-Galán diversifica el riesgo y evita concentrar el volumen de productos importados por el corredor tradicional desde la Costa Atlántica hasta Galán.
- El hecho de contar con la nueva ruta Cartagena-Coveñas-Sebastopol, sitúa los productos combustibles al sur de Barrancabermeja lo que permite ahorros en inversiones de ampliación del sistema Galán-Sebastopol si llegare a requerirse y disminuye los riesgos por la eventual salida de este tramo.

Inversión de capital y costos de operación y mantenimiento. La estimación de los costos está basada en los requerimientos de inversión y las actividades de operación y mantenimiento (CAPEX, y el OPEX a que haya lugar) de los siguientes elementos constitutivos: 1) costos globales de estudios, licenciamiento, costo del terreno, etc; 2) costo de estaciones de bombeo y rebombeo, así como facilidades de almacenamiento a lo largo del poliducto; 3) costo del poliducto que comprende compra de materiales y la construcción misma (cuyos factores determinantes son el diámetro, las presiones de operación, la distancia y el terreno a ser cubierto); y 4) costos de operación y mantenimiento que se estiman en función del monto global de la inversión inicial y que varían en función del número total de estaciones de bombeo y de algunos costos fijos y variables.

Para realizar el cálculo de ductos se consideró las recomendaciones del “*Pipe Lines Rules of Thumb Handbook*, Gulf Publishing Company” (manual que establece procesos y métodos de construcción, diseño e ingeniería de tuberías) y la métrica de CENIT, lo que permitió en primera instancia la determinación del diámetro de cada una de las alternativas de transporte propuestas y posteriormente establecer la aproximación de los costos de inversión de los ductos. Igualmente, se aplicaron formulas generales de flujo de fluidos en función del volumen a trasportar para el cálculo del diámetro y de la presión y el cálculo de la potencia. Las presiones se calcularon utilizando un modelo hidráulico de simulación con perfiles del trazado.

$$D = \left(\frac{V}{500} \right)^{0.5}$$

Donde:

- D:** diámetro en pulgadas
- V:** volumen a transportar en barriles por día

$$P = 0.022 \times p \times V$$

Donde:

- P:** potencia en HP
- V:** volumen a transportar en barriles por día
- p:** presión en psi

Con el propósito de determinar los costos directos en la construcción de ductos, se utilizó una ecuación obtenida de los diversos proyectos que se han ejecutado en los últimos años y se ajustó para cubrir los temas relacionados con AIU, ingenierías, telemetría y otros costos indirectos y los resultados finales indican:

$$CT = 2 \times cd$$

Donde:

- CT:** costo total (US\$)
- cd:** costo directo

Para la determinación del costo de la estación bombeo que suministre la potencia requerida por el sistema de transporte, se asumió el mismo número de estaciones que el sistema actual, y las presiones de referencia determinadas mediante modelo de simulación UPME. En este apartado también se incluyó métrica de algunos estudios realizados por ITANSUCA para el Ministerio de Minas y Energía en 2013 y el “*Pipe Lines Rules of Thumb Handbook*”.

$$CEB = 13,041 \text{ US\$/HP}$$

Donde:

- CEB:** costo estación de bombeo (US\$)

Lleno de línea. A partir de la información de las tablas de propiedades de tuberías y diámetro para cada propuesta de transporte se identificaron espesores de pared, volumen interior y con un valor de producto estimado en 80 dólares barril se valoró el costo del mismo. Para determinar el costo de

tanques se utilizó el estudio adelantado por ITANSUCA para el Ministerio de Minas y Energía, que muestra una relación decreciente ente el costo del tanque con los volúmenes a almacenar y se efectuó una regresión lineal para obtener una ecuación que corrigiera los desfases que se pueden presentar en los espacios a altas capacidades de almacenamiento. La ecuación resultante fue:

$$Ct = 225.15 \times V - 0.166$$

Donde:

Ct: costo del tanque en dólares por barril

V: volumen

Tomando las bases técnicas de cálculo de poliductos, estaciones de bombeo, costo de producto y almacenamientos, se obtuvieron los resultados que a continuación se especifican, los cuales se presenta en dólares de 2017. Los resultados se presentan en la Tabla 9-1.

Tabla 9-1 Inversión de Alternativas de Transporte

	Opción I Cartagena-Copey-Galán + Cartagena-Copey-Galán (Ampliación)	Opción II Cartagena-Copey-Galán + Cartagena-Coveñas- Sebastopol	Opción III Cartagena-Coveñas- Sebastopol + Cartagena-Coveñas- Sebastopol (Ampliación)	Opción IV Cartagena-Coveñas- Sebastopol + Cartagena-Copey-Galán
Estaciones	204	122	165	122
Poliductos	677	1,180	660	1,180
Producto	43	33	42	33
Almacenamiento	151	80	158	80
Total (MUS\$)2017	1,074.56	1,414.43	1,024.72	1,414.43

Fuente: UPME

Las dos opciones con menores costos corresponden a la I y III, que representan las ampliaciones de confiabilidad sobre la misma ruta que se seleccionó para el abastecimiento. La diferencia entre ambas a favor del corredor Cartagena-Coveñas-Sebastopol es de 50 millones de dólares que representa un 4,8% menos respecto de la ruta más económica. La diferencia no es significativo y son otros los parámetros a considerar para recomendar la mayor eficiencia en su conjunto.

La opción seleccionada combina dos tipos de usos. En primera instancia, por esta línea deben circular permanentemente productos combustibles provenientes del mercado externo y los excedentes de la Refinería de Cartagena para atender el abastecimiento de la demanda del interior del país. En segunda parte, este activo se utilizará para atender las contingencias en el sistema de producción, transporte y distribución de productos en el interior del país, por el esquema de optimización propuesto.

Se deberá establecer una tarifa de transporte que remunere CAPEX y OPEX en función de la demanda proyectada para propósitos de abastecimiento en el subsistema de transporte elegido e igualmente que dé las señales adecuadas para que los comercializadores puedan incursionar en el abastecimiento del mercado de combustibles en el país.

9.2 Inversiones para Almacenamiento Estratégico

En el análisis de los almacenamientos estratégicos se consideraron dos componentes: 1.) La infraestructura en tanques de almacenamiento y 2.) El inventario de producto propiamente dicho. Los costos asociados comprenden el CAPEX por la construcción de tanques, el capital de trabajo para adquisición, mantenimiento y reposición de los inventarios de los productos, los gastos OPEX relacionados con el mantenimiento de la infraestructura y de la calidad de los productos, y los gastos de OPEX que se causan en el momento en que dichos inventarios tengan que liberarse para atender alguna contingencias y cuando sea necesario recircular los productos. El cálculo de costos para las tres alternativas de almacenamiento estratégico relacionadas en el Numeral 8.3.2 se presentan en las Tabla 9-2, Tabla 9-3 y Tabla 9-4, donde se agregan las inversiones.

Tabla 9-2 Inversión en Almacenamiento Estratégico en Barrancabermeja

Terminal	Nuevos tanques Obligatorios [BBL]		Valor Unitario [US\$/BBL]	Subtotal [MUS\$]	Lleno Tanques [MUS\$]	Nuevos tanques Estratégicos		Valor Unitario [US\$/BBL]	Subtotal [MUS\$]	Lleno Tanques [MUS\$]	Total [MUS\$]
	Mínimo	Total				Mínimo	Total				
Yumbo	3	208,356	131.5	27.4	17.4	3	-	-	-	-	44.8
Cartago	3	41,414.5	172.0	7.1	3.5	3	-	-	-	-	10.6
Pereira	3	42,527.9	171.2	7.3	3.5	3	-	-	-	-	10.8
Manizales	3	12,850.5	208.9	2.7	1.1	3	-	-	-	-	3.8
		0.0	0.0	0.0	0.0		-	-	-	-	0.0
Medellín	3	169,046.4	136.2	23.0	14.1	3	-	-	-	-	37.1
Neiva	3	54,110.8	164.5	8.9	4.5	3	-	-	-	-	13.4
Gualanday	3	58,813.6	162.3	9.5	4.9	3	-	-	-	-	14.4
Mansilla	3	467,479.8	115.0	53.8	39.0	3	-	-	-	-	92.8
Salgar	3	4,472.4	248.9	1.1	0.4	3	-	-	-	-	1.5
Tocancipá	3	128,966.2	142.4	18.4	10.8	3	-	-	-	-	29.1
Sebastopol	3	10,360.7	216.5	2.2	0.9	3	-	-	-	-	3.1
Chimitá	3	126,453.3	142.9	18.1	10.5	3	-	-	-	-	28.6
Lisama	3	79,487.4	154.4	12.3	6.6	3	-	-	-	-	18.9
Galán	3	17,804.8	197.9	3.5	1.5	6	2,808,822	96	269	234	508.4
Subtotal		1,422,144		195.3	118.6		2,808,822		269.17	234.21	817.28
Mamonal						3	707,813	107.4	76.0	59.0	135.0
Baraoa						3	750,498	106.3	79.8	62.6	142.4
Subtotal							1,458,311		155.80	121.60	277.40

Fuente: UPME

Tabla 9-3 Inversión en Almacenamiento Estratégico en Terminales

Terminal	Nuevos tanques Obligatorios [BBL]		Valor Unitario [US\$/BBL]	Subtotal [MUS\$]	Lleno Tanques [MUS\$]	Nuevos tanques Estratégicos		Valor Unitario [US\$/BBL]	Subtotal [MUS\$]	Lleno Tanques [MUS\$]	Total [MUS\$]
	Mínimo	Total				Mínimo	Total				
Yumbo	3	208,356	131.5	27.4	17.4	3	411,515	117	48	34	127.4
Cartago	3	41,415	172.0	7.1	3.5	3	81,796	154	13	7	30.0
Pereira	3	42,528	171.2	7.3	3.5	3	83,995	153	13	7	30.7
Manizales	3	12,850	208.9	2.7	1.1	3	25,380	187	5	2	10.6
Medellín	3	169,046	136.2	23.0	14.1	3	333,877	122	41	28	105.6
Neiva	3	54,111	164.5	8.9	4.5	3	106,872	147	16	9	38.0
Gualanday	3	58,814	162.3	9.5	4.9	3	116,160	145	17	10	41.0
Mansilla	3	467,480	115.0	53.8	39.0	3	923,302	103	95	77	264.6
Salgar	3	4,472	248.9	1.1	0.4	3	8,833	222	2	1	4.2
Tocancipá	3	128,966	142.4	18.4	10.8	3	254,716	127	32	21	82.8
Sebastopol	3	10,361	216.5	2.2	0.9	3	20,463	193	4	2	8.8
Chimitá	3	126,453	142.9	18.1	10.5	3	249,753	128	32	21	81.3
Lisama	3	79,487	154.4	12.3	6.6	3	156,993	138	22	13	53.6
Galán	3	17,805	197.9	3.5	1.5	3	35,166	177	6	3	14.2
Subtotal		1,422,144		195.3	118.6		2,808,822		344.57	234.21	892.69
Mamonal						3	707,813	107.4	76.0	59.0	135.0
Baranoa						3	750,498	106.3	79.8	62.6	142.4
Subtotal							1,458,311		155.80	121.60	277.40

Fuente: UPME

Tabla 9-4 Inversión en Almacenamiento Estratégico en Sebastopol

Terminal	Nuevos tanques Obligatorios		Valor Unitario [US\$/BBL]	Subtotal [MUS\$]	Lleno Tanques [MUS\$]	Nuevos tanques Estratégicos		Valor Unitario [US\$/BBL]	Subtotal [MUS\$]	Lleno Tanques [MUS\$]	Total [MUS\$]
	Mínimo	Total				Mínimo	Total				
Yumbo	3	208,356	131.5	27.4	17.4	3	-	-	-	-	45
Cartago	3	41,415	172.0	7.1	3.5	3	-	-	-	-	11
Pereira	3	42,528	171.2	7.3	3.5	3	-	-	-	-	11
Manizales	3	12,850	208.9	2.7	1.1	3	-	-	-	-	4
		0	0.0	0.0	0.0		-	-	-	-	-
Medellín	3	169,046	136.2	23.0	14.1	3	-	-	-	-	37
Neiva	3	54,111	164.5	8.9	4.5	3	-	-	-	-	13
Gualanday	3	58,814	162.3	9.5	4.9	3	-	-	-	-	14
Mansilla	3	467,480	115.0	53.8	39.0	3	-	-	-	-	93
Salgar	3	4,472	248.9	1.1	0.4	3	-	-	-	-	1
Tocancipá	3	128,966	142.4	18.4	10.8	3	-	-	-	-	29
Sebastopol	3	10,361	216.5	2.2	0.9	3	2,366,911	96	226	197	427
Chimitá	3	126,453	142.9	18.1	10.5	3	-	-	-	-	29
Lisama	3	79,487	154.4	12.3	6.6	3	441,911	116	51	37	107
Galán	3	17,805	197.9	3.5	1.5	6	-	-	-	-	5
Subtotal		1,422,144		195.3	118.6		2,808,822		277.71	234.21	825.82
Mamonal						3	707,813	107.4	76.0	59.0	135.0
Baranoa						3	750,498	106.3	79.8	62.6	142.4
Subtotal							1,458,311		155.80	121.60	277.40

Fuente: UPME

En cada una de las tablas se presenta los costos totales de los almacenamientos estratégicos para las 3 opciones consideradas, precisando que en los terminales debe contarse con un almacenamiento estratégico de 5 días para cubrir cualquier eventualidad. Los valores finales incluyen el almacenamiento estratégico en Cartagena.

Los resultados señalan que el menor costo del almacenamiento estratégico corresponde a la opción en Barrancabermeja que se muestra en la Tabla 9-2, con un costo total de 1,095 MUS\$ que incorporan inversiones de 817.3 MUS\$ en el Interior del país y 277.4 MUS\$ en la Costa Atlántica. La opción de almacenamientos estratégicos en Terminales suma 1,170.1 MUS\$, mientras que los almacenamientos en Sebastopol alcanza un costo total de 1,103.2 MUS\$ de 2017.

Las mayores inversiones se registran en terminales considerando que la construcción de capacidad de almacenamiento ajustada a las demandas de los terminales conlleva tanques de menor capacidad. Si el almacenamiento se concentra en Sebastopol, salvo los 5 en los terminales y en caso de falla en el sistema de transporte Galán-Sebastopol la zona de los Santanderes quedaría sin abastecimiento por tanto es necesario instalar capacidad de almacenamiento estratégico en Lisama equivalente a 20 días de demanda del terminal. Lo anterior explica la diferencia en costos entre los valores señalados para Barranca y Sebastopol.

9.3 Definición de la Solución de Abastecimiento y Confiabilidad

Definidas las inversiones de cada una de las opciones de transporte al interior del país desde los puertos localizados en la costa Atlántica, lo mismo que la estructura de los almacenamientos estratégicos, el paso a seguir es la determinación de la ruta óptima para el ingreso de los productos importados y de la alternativa para la localización de los almacenamientos estratégicos.

A continuación en la Tabla 9-5 se presenta de modo desagregado las inversiones de las alternativas de almacenamientos estratégicos propuestos y de las dos opciones de transporte igualmente formuladas. El cálculo de las inversiones en almacenamiento tiene en consideración los costos de los tanques, producto y ampliación de ductos en caso de requerirse. Para cualquiera de las 3 opciones de almacenamiento estratégico se definió que cada terminal debe disponer de un almacenamiento obligatorio correspondiente a 5 días de su consumo (Tabla 9-2, Tabla 9-3 y Tabla 9-4), lo que significa que hay 2 tipos de almacenamientos uno obligatorio y uno estratégico en cada terminal, independiente la localización.

Lo anterior permitirá garantizar la continuidad del suministro de combustibles, toda vez que en el corto plazo el país no dispone de la suficiente capacidad de almacenamiento estratégico ni de una regulación que garantice la existencia del producto en los tanques más allá de lo que los distribuidores consideran debe ser su inventario para atender operativamente sus compromisos comerciales. Por lo anterior, se requiere infraestructura para los dos tipos de almacenamientos,

cuyas inversiones difieren por economías de escala en el caso de los almacenamientos estratégicos, dependiendo de la localización.

Así mismo, cualquiera sea la opción de la localización de los mismos, el costo de los productos obligatorios es semejante, así como el costo de producto estratégico puesto que el volumen final no cambia.

Tabla 9-5 Inversión en alternativas de transporte y almacenamiento estratégico

Localización	ALMACENAMIENTO ESTRATEGICO [MUS\$]2017						TRANSPORTE [MUS\$]2017	COSTO TOTAL DE ALTERNATIVAS [MUS\$]2017		
	Tanques			Producto			Ductos		Subtotal Ductos	
	Obligatorio	Estratégico	Subtotal Tanques	Obligatorio	Estratégico	Subtotal Producto	Subtotal Almacenamiento Estratégico			
Barrancabermeja	195.3	425.0	620.3	118.6	355.8	474.4	0	1,094.68	1,074.56	2,169.24
Terminales	195.3	500.4	695.7	118.6	355.8	474.4	0	1,170.09	1,024.72	2,194.81
Sebastopol	195.3	433.5	628.8	118.6	355.8	474.4	0	1,103.22	1,024.72	2,127.94

Fuente: UPME

Al combinar las tres opciones de almacenamiento estratégicos con las dos de transporte propuestas para importación de productos, es necesario advertir que la alternativa de almacenamientos en Barrancabermeja solo cuenta con la ruta de transporte Cartagena-El Copey–Barrancabermeja, mientras que para las opciones de almacenamientos en Terminales y Sebastopol y Lisama, las dos rutas de transporte propuestas pueden prestar el servicio, razón por la cual se eligió la más económica para los dos últimos casos de almacenamiento.

En términos generales, la opción más conveniente desde la perspectiva técnica y la económica es la que ofrece la menor inversión combinada entre abastecimiento y confiabilidad, por ello aquellas opciones que utilizan una ruta diferente entre las dos actividades, (abastecimiento y confiabilidad), constituyen una inversión combinada más alta con respecto a aquellas para las cuales la inversión en confiabilidad es una ampliación de la que se utilizó en abastecimiento.

Si bien, los cálculos indican que la opción de almacenamientos estratégico más económica es en Barrancabermeja, el menor costo total de la solución corresponde a la alternativa que combina la localización de los almacenamientos estratégicos en Sebastopol y Lisama, utilizando el segmento de transporte Cartagena-Coveñas–Sebastopol, cuyo costo total se aproxima a los **2,128 MUS\$**

representando un 1.9% menos que la opción de almacenamientos en Barrancabermeja, equivalente a 41.3 MUS\$, ventaja económica que complementa los desarrollos de infraestructura existentes que evita permisos y aprobaciones con costos importantes que pueden influir en el costo final de los proyectos y en sus tiempos de ejecución.

Vistos los resultados, se propone la conexión de la refinería de Cartagena con el centro del país mediante la ruta Cartagena-Coveñas–Sebastopol de 12 pulgadas de diámetro y 123 km de longitud, y el tramo Coveñas-Sebastopol de 20 pulgadas de diámetro y 382 km de longitud. Igualmente se recomienda la construcción de almacenamientos estratégicos por producto que combine 5 días de demanda en cada terminal más un volumen igual a la oferta de productos que dejaría de producir la Refinería de Barrancabermeja por un total de 20 días en caso de falla catastrófica. Este almacenamiento debe ubicarse en Lisama y el restante en Sebastopol para mantener la continuidad en el suministro en todas las regiones del país.

La construcción de la infraestructura propuesta debe ser adelantada con recursos provenientes de un cargo que agregue los conceptos de abastecimiento y confiabilidad, lo que permitiría garantizar la disponibilidad de combustibles líquidos en el largo plazo y asegurar la atención de la demanda nacional. A fin de que el concepto propuesto tenga vínculo con lo que ya existente en la regulación vigente de precios de combustibles, se propone que este cargo se denomine como “Margen Plan de Continuidad”.

El margen debe fungir como instrumento para garantizar el abastecimiento y confiabilidad de combustibles líquidos, de tal forma que se satisfaga la demanda nacional de manera ininterrumpida ante cualquier evento, además de posibilitar la remuneración de la infraestructura destinada a servir estos dos conceptos, con lo cual las acciones identificadas tendrían viabilidad.

9.4 Estimación del Cargo

Luego de presentar la metodología para determinar las inversiones de la ruta óptima de ingreso de productos importados y los criterios para la determinación de los almacenamientos estratégicos, así como establecer los montos aproximados de las inversiones requeridas y la definición de un modelo de ejecución de las mismas, se estimó el valor del cargo denominado Margen Plan de Continuidad. Para el cálculo del cargo se consideraron todos los análisis y recomendaciones de un estudio adelantado por el Departamento Nacional de Planeación¹⁶ en 2013 y por ello se consideran algunos

¹⁶ Definición de las necesidades de construcción de infraestructura, de los agentes responsables de su construcción y operación, de mecanismos de remuneración de estos activos y del inventario necesario para su llenado y operación, así como de las reglas de operación que garanticen el abastecimiento estratégico de combustibles en el país

supuestos sobre remuneración de inversión, costos y gastos de operación, administración y mantenimiento (AOM), capital de trabajo necesario para la operación e impuestos.

- Inversión: 2,127.94 MUS\$
- Horizonte de pago: 20 años
- Inicio de Cobro: 2019
- WACC: 12.5%
- Costos de A&OM: 6 % del valor de la inversión
- Esquema de inversión: según Tabla 9-6
- TRM: 3,000 COP

Tabla 9-6 Distribución de Inversiones

	2020	2021	2022	Total
Distribución Inversión	20%	50%	30%	100%
Sebastopol y Lisama [MUS\$]	425.6	1,064.0	638.4	2,127.94

Con el esquema de ejecución de las inversiones de abastecimiento y confiabilidad, se procedió a calcular el valor del cargo que remunerará dichas inversiones, trayendo a valor presente las inversiones y costos y dividiendo por el valor presente de las demandas se obtiene un cargo indicativo de 0.058 US\$/galón pagadero en un horizonte de 20 años (hasta 2039) lo que equivale a \$174 /galón aproximadamente aplicable sobre la demanda total del país, resultados presentados en la Tabla 9-7.

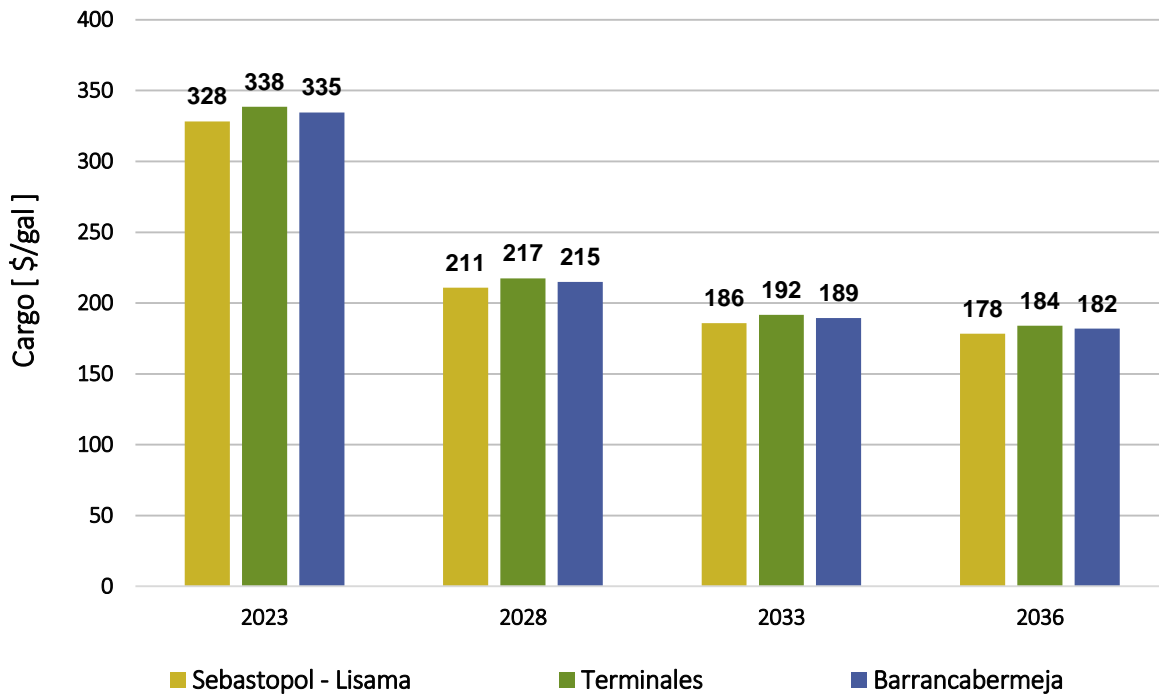
Tabla 9-7 Determinación del cargo

Ubicación Almacenamiento Estratégico	Inversiones [MUS\$]	Valor presente		Cargo resultante	
		Inv. & Costos [MUS\$]	Volumen [Mgal]	[US\$/gal]	[\$/gal]
Sebastopol y Lisama	2,127.94	2,114	36,498	0.058	174

Este margen de \$174/galón remuneraría la inversión (CAPEX y OPEX) de las obras asociadas con el abastecimiento y confiabilidad más el costo del producto, calculado sobre la base del escenario medio de demanda nacional de combustibles.

Teniendo en cuenta que el monto del cargo es sensible al periodo de recuperación se realizaron cálculos para diferentes periodos de pago, los cuales se presentan en la Gráfica 9-1. Por ejemplo, si se recupera la inversión hasta el año 2033 sería necesario pagar un cargo sobre toda la demanda del país de \$164/galón, pero si se recupera en un periodo más corto hasta el 2028, dicho cargo aumenta a \$186/galón siempre que se inicie el cobro en 2018.

Gráfica 9-1 Determinación del cargo de abastecimiento y confiabilidad

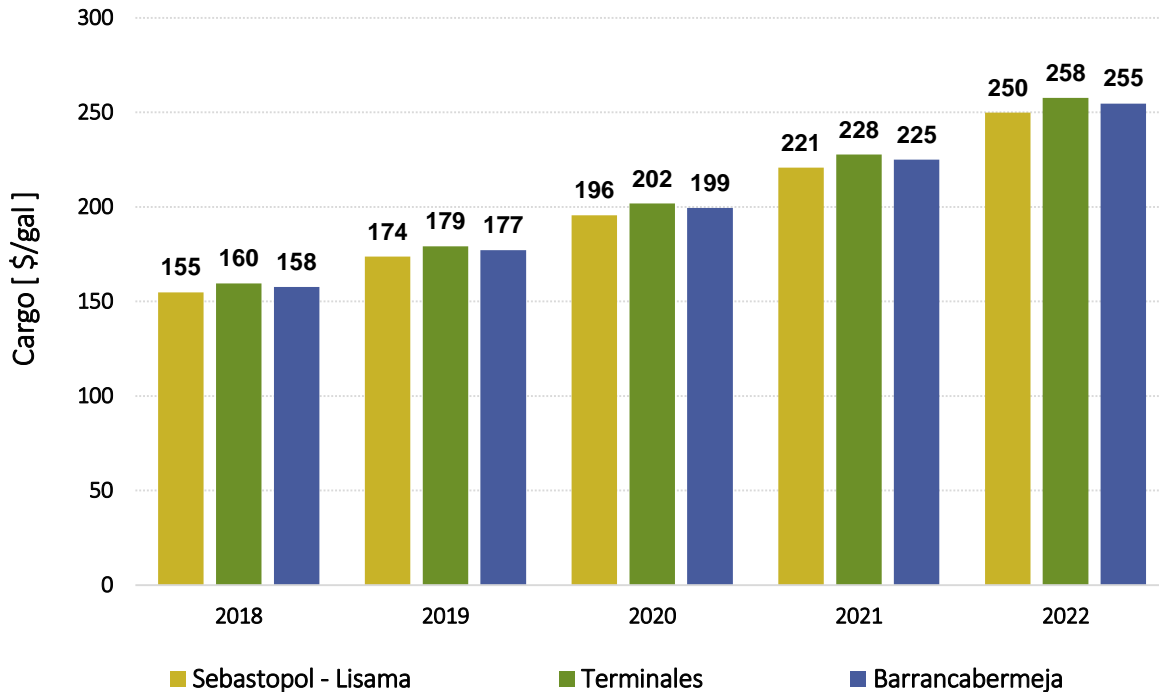


Fuente: UPME

El valor de la carga también es sensible al año de inicio del recaudo. En caso de posponer su inicio el valor del cargo también se ve impactado, como se muestra en la **Gráfica 9-2**.

El retraso en el cobro del cargo tiene una incidencia importante en el valor de éste. Por cada año de retraso, el valor del cobro se incrementa en un 12% aproximadamente, sobre un horizonte de 20 años. El impacto combinado sobre el cargo generado por la reducción en el horizonte y retrasos en inicio del cobro, cálculos que son presentados en la Gráfica 9-3.

Gráfica 9-2 Impactos del retraso en el inicio del cobro

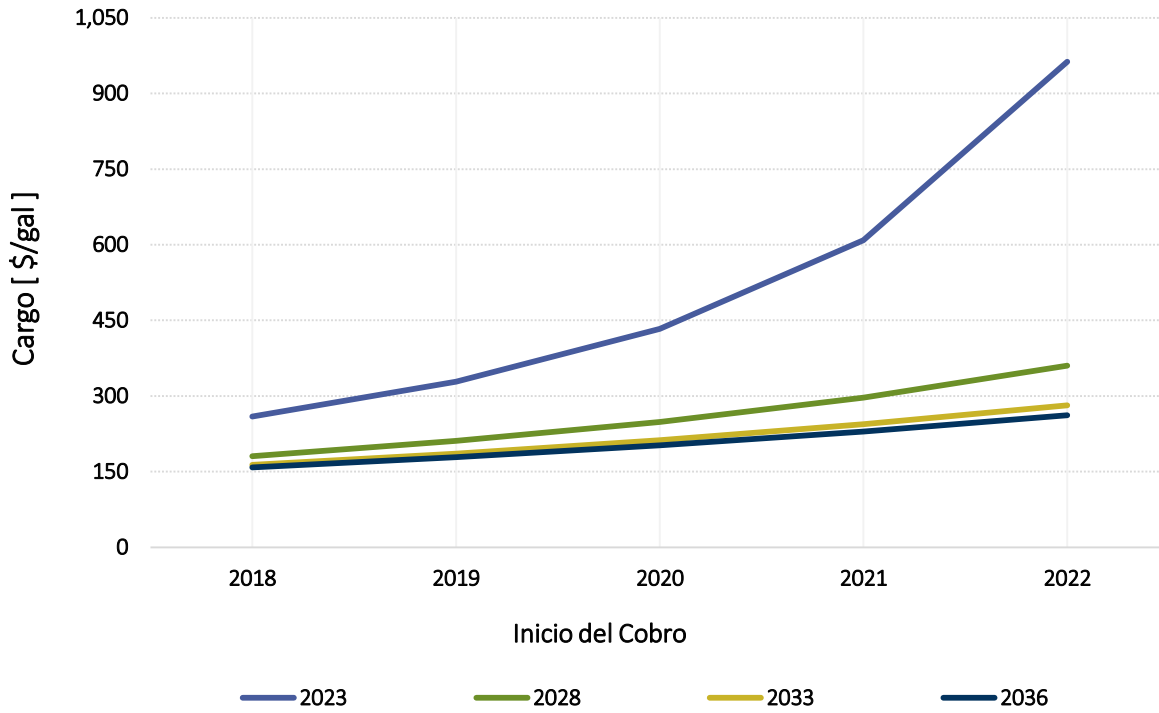


Fuente: UPME

El cargo más bajo corresponde evidentemente al que inicia en 2019 y cuyo horizonte es de 20 años, en tanto que el más alto compete al que inicia en 2023. Para efectos de la implementación del Plan de Continuidad, el Ministerio de Minas y Energía deberá expedir el reglamento que regule el procedimiento de asignación de servicios y de proyectos, dentro en un plazo no mayor a la adopción del plan.

Por su parte la CREG deberá determinar el mecanismo de formación de precios en la cadena de los mercados de combustibles líquidos. Como ya se mencionó, los mecanismos de formación de precios que determine la CREG deberán considerar la manera como se remunerarán los activos y las obligaciones establecidas a los agentes en la implementación del Plan de Continuidad.

Gráfica 9-3 Impactos del cargo según horizonte y año de inicio



Fuente: UPME

10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de simular las cadenas de abastecimiento y confiabilidad en el suministro de petróleo y combustibles líquidos bajo diferentes escenarios de oferta y demanda de petróleo en las refinerías, distintos escenarios de oferta de combustibles y biocombustibles y demanda de dichos productos, operación de los diferentes modos de transporte, así como las contingencias en los sistemas de refinación y transporte, puede mencionarse que:

- i. 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.
- ii. En el segmento del Upstream, no se vislumbran mayores dificultades en el transporte de los crudos hacia las refinerías y/o los puertos de exportación. Pero la estructuración de los escenarios de producción de crudo en una coyuntura de precios internacionales bajos no permite albergar demasiado optimismo sobre la producción futura de petróleo en el país, por el contrario se plantea que Colombia va en camino de recibir cada día menos ingresos por exportaciones petroleras a medida que la producción de petróleo descende. Es en ese contexto, que los oleoductos no tienen suficiente carga para para copar su capacidad de transporte.

El supuesto de producción de petróleo puede ser en la práctica uno de los más controvertidos y es previsible que a medida que avance el tiempo se cuente con información adicional que permita elaborar mejores estimativos de mediano y largo plazo. Como los resultados en términos de incorporación de reservas no están rindiendo los frutos esperados, es de esperarse que la construcción de los escenarios de producción de petróleo a mediano y largo plazo con base en las reservas probadas, probables y posibles y el desarrollo de algunos proyectos de recuperación mejorada (lo que resulta más factible de incorporar en el corto y mediano plazo) tengan tendencia a la baja y su comparación con los requerimientos de refinación lleven a proyectar necesidades de importación a fin de completar las cargas de las dos principales refinerías.

En vista de los excedentes que contempla el sistema de transporte consecuencia a su vez del escenario de producción, no parece justificarse, al menos desde el punto de vista volumétrico, la construcción de nuevos proyectos de transporte. Sólo el descubrimiento de nuevas reservas por un volumen significativo justificaría desarrollar nuevos segmentos de transporte.

- iii. El análisis en el escenario bajo de oferta de crudo muestra el deterioro progresivo de la balanza comercial petrolera del país la cual ve reducida sustancialmente sus exportaciones a finales de la próxima década para dar comienzo a un incremento sostenido de las importaciones a fin de atender los requerimientos de producción de combustibles líquidos. Por ello es necesario explorar todas las alternativas posibles para el aumento de la disponibilidad de reservas, como del desarrollo de los proyectos de producción incremental por la vía de recuperación mejorada donde las inversiones para extracción son menores por cuanto son recursos ya encontrados.
- iv. El nuevo panorama de producción requiere de importantes ajustes en el sector para favorecer las inversiones en exploración y producción y mantener la competitividad país. Pues la ausencia de grandes descubrimientos siguen afectando la prospectividad del país, además de que la infraestructura de transporte para evacuación de crudo es compleja y costosa afectando la capacidad de competir con crudos internacionales.

Adicionalmente, los mayores componentes de Government Take de Colombia dependen directamente de la producción y los ingresos sin tomar en cuenta los costos de producción y la rentabilidad de los proyectos, esta condición afecta la operación y limita las inversiones en ciclos de precios bajos. Las regalías afectan directamente la generación de caja lo cual dificulta la financiación de inversiones, por lo cual debe evaluarse descuentos de regalías para proyectos on shore de crudos convencionales y recuperación mejorada, así como pago de derechos económicos conforme a la rentabilidad de los proyectos. Es necesario promover la perforación exploratoria para llegar por lo menos a niveles de 2012.

- v. Todo el sistema de suministro de combustibles depende de dos refinerías y una red de poliductos que está saturada, y los centros de consumo más grandes están en el interior del país; así que la seguridad del suministro depende en gran medida de su actual infraestructura de tuberías, como de la capacidad de los puertos de importación.

La refinería de Barrancabermeja satisface el 80% de la demanda nacional y en caso de cierre de esta refinería por cualquier falla, los productos tienen que ser importados o producidos por la refinería de Cartagena la que a su vez debe enviarlos al puerto de Pozos Colorados para que sean transportados hacia el sur por único sistema de transporte existente. Como no hay un vínculo logístico entre las refinerías, en caso de un cierre de una de las dos refinerías, cualquier pérdida de producción no puede ser compensada por la otra refinería.

Además, la oferta de productos refinados se asume en un escenario base que implica la no modernización de la Refinería de Barrancabermeja. Sin embargo, aunque en la actualidad no se conoce una fecha estimada para la entrada en operación de dicha ampliación y ciertamente ECOPETROL no ha hecho un planteamiento sobre ese particular, se simula la

entrada de la modernización en el año 2023 considerando que un periodo de 6 años a partir de ahora, es suficiente para tomar las decisiones de construcción del proyecto y su entrada en operación. Esta decisión permite optimizar el uso de los crudos pesados, aprovechar la totalidad de la capacidad de carga de dicha planta y llevar la conversión a productos valiosos a cerca de un 95%, desapareciendo la producción de fuel oil, derivado que empezó a ver disminuido su consumo por prohibiciones de carácter ambiental a nivel global.

Los productos refinados importados toman, en tiempos normales, entre 17 y 22 días para llegar a Bogotá, 15 - 21 días a Medellín y 10 - 27 días para llegar a Cali. La dependencia de Colombia en una única tubería entre Pozos Colorados y Galán aumenta su vulnerabilidad y los niveles de existencias operativas son bajos en Colombia poniendo la seguridad del suministro en riesgo.

El país está incrementando la dependencia de combustibles de importación para atender la demanda interna aún en el escenario de modernización de la Refinería de Barrancabermeja, lo que sugiere la búsqueda de opciones de transporte de productos importados al interior del país que, además de conectar la Refinería de Cartagena con los mercados de la zona centro, sur y occidente del país, permitan potencializar el sistema de transporte actual sin intervención adicional en Pozos Colorados.

Parte de la oferta de productos refinados proviene de la contribución de los proyectos de biocombustibles tanto de alcohol carburante como de biodiesel. La producción de los primeros ingresa a los terminales mayoristas donde se mezcla con las gasolinas básicas que provienen de las refinerías. En cuanto al biodiesel, parte del volumen se entrega en las refinerías donde sale con unos porcentajes de mezcla definidos en la regulación (B2 para Barrancabermeja y B4 para Cartagena) y el resto se adiciona en los terminales de distribución mayorista. Considerando que el horizonte de planeamiento se extiende hasta el año 2036, se asume que se incorporará nueva oferta que tenga que entrar en operación a fin de mantener porcentajes de mezcla E10 y B10 durante todo el período de planeación.

- vi. En cuanto al análisis de contingencias por fallas en el sistema de oferta de petróleo y combustibles tanto de producción propia como importada y de la red de oleoductos y poliductos para atender la demanda de combustibles en los terminales de distribución, se evaluaron interrupciones en un tramo o conjunto de tramos del sistema de transporte, falla de las Refinerías de Barrancabermeja o Cartagena y otras fallas del sistema en la cadena de biocombustibles, puertos y tanques.

Los resultados indican altos niveles de confiabilidad “intrínseca” o natural de los sistemas de transporte, sin embargo aún los eventos de baja probabilidad de ocurrencia pueden suceder y el sistema debe estar preparado para afrontar este tipo de situaciones, con lo cual sin

desconocer la validez de los análisis de probabilidades, se considera que para asegurar la confiabilidad del sistema de transporte se recomienda adoptar el criterio determinístico mediante el cual se simula el sistema en caso de una falla cierta del tramo más crítico como sería el caso de la línea Galán-Sebastopol.

El mecanismo de protección del sistema de distribución de combustibles contra fallas en el transporte es la construcción de almacenamientos de carácter “estratégico” en los terminales del sistema, por considerar que los inventarios de productos deben estar cerca de los mercados de combustibles y su tamaño debe estar dado por el número de días de interrupción de la demanda diaria del respectivo terminal. Luego los sistemas de almacenamiento “estratégico” deben contar no solo con la capacidad de almacenamiento en tanques sino también con el producto físico para cada combustible y su dedicación exclusiva para la atención de estos eventos y no se destinarán a atender aspectos operativos del servicio.

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

- vii. Colombia no cuenta con una entidad especializada ni políticas específicas destinadas a fortalecer la capacidad de responder a crisis de suministro, además carece de datos para conocer en un momento dado los inventarios existentes en determinados centros de consumo. Igualmente no se cuenta con un programa para reducir rápidamente la demanda ante una interrupción en el suministro de derivados.

Por las consideraciones anteriores, a continuación se presentan recomendaciones en el entendido que la metodología de análisis integrado de abastecimiento y confiabilidad se constituye en una herramienta de planeación del sector de petróleo y combustibles y como mecanismo de análisis prospectivo.

- a) Tanto Ministerio de Minas y Energía como la Agencia Nacional de Hidrocarburos son responsables por el abastecimiento de petróleo crudo nacional a las refinerías del país y del abastecimiento de la demanda nacional de combustibles, por tanto

se recomienda aclarar exactamente, cuál es la responsabilidad específica cada una de estas dos entidades en materia de abastecimiento de crudo y derivados.

- b) 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
- c) Se recomienda la actualización tecnológica de la refinería de Barrancabermeja para permitir elevar la producción de gasolinas y ACPM y de esta forma sustituir las importaciones en un volumen equivalente al aumento de producción. Ello también posibilitará la adecuación de la calidad de los combustibles hacia el cumplimiento de estándares internacionales y disminuirá el impacto ambiental generado a los afluentes hídricos que bordean el complejo.

Igualmente se recomienda una evaluación pormenorizada para el desarrollo de proyectos de refinación modular basándose en la disminución de las exportaciones de crudo afectado por los altos costos de evacuación al estar localizado en su gran mayoría al oriente de las cordilleras y sur del país. Tales volúmenes pueden generar mayor valor agregado al país si se conducen hacia pequeñas refinerías que produzcan los combustibles requeridos por las zonas de influencia donde se produce el petróleo, quienes hoy deben pagar altos costos de transporte para poder disponer de combustibles, dado que también deben cruzar la cordillera para abastecer las regiones productoras.

- d) Se propone abrir una nueva ruta desde la costa atlántica a la zona central que a la par conecte la refinería de Cartagena con la de Barrancabermeja. Esta nueva línea de transporte que seguiría la ruta Cartagena-Coveñas-Sebastopol permitiría la importación de productos combustibles al interior del país y la movilización de excedentes de la refinería de Cartagena.

Al abrirse una nueva vía de ingreso de productos combustibles importados al centro y sur del país se posibilita la utilización de parte de la infraestructura y derechos de vía existentes para la exportación de crudos y también la vinculación de nuevos agentes interesados en el transporte de hidrocarburos

- e) Se recomienda mantener inventarios estratégicos equivalentes a 5 días de demanda en los terminales y por lo menos 20 días de producción de Barrancabermeja en el sistema de poliductos, específicamente en Sebastopol y Lisama. Que junto con 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).

- Los procesos de construcción, operación y mantenimiento de dichas inversiones deben ser adelantados por agentes especializados quienes serán remunerados con el recaudo del cargo que será pagado por toda la demanda nacional.
 - 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 combustibles en situaciones de “contingencia” por fallas en los sistemas de refinación y/o transporte en el centro del país.
 - La definición de una tarifa comercial para el transporte de productos en situaciones de “abastecimiento”, permite generar recursos para compensar los gastos de operación que se generan cuando dichos inventarios tengan que “liberarse” para atender alguna de las contingencias en el mercado y cuando sea necesario recircular los productos. Los excedentes que se obtengan podrán destinarse al pago de las obligaciones con los desarrolladores de los proyectos disminuyendo el cargo que se le cobra a la demanda.
 - Cuando se presenten emergencias que requieran el uso inmediato de la infraestructura de transporte entre la costa y el centro del país, se podrá optar por el cobro de un cargo nominal de transporte o por no cobrar cargo alguno considerando que ese activo está siendo pagado precisamente para atender este tipo de situaciones.
- f) Se recomienda que en un principio los inventarios estratégicos sean privados. Asignar esta responsabilidad a un nuevo agente privado, el "Propietario de Inventarios Estratégicos", mediante la aplicación de un reglamento que regule el procedimiento de asignación de servicios.
- g) La construcción de la infraestructura propuesta debe ser adelantada con recursos provenientes de un cargo que agregue los conceptos de abastecimiento y confiabilidad, lo que permitiría garantizar la disponibilidad de combustibles líquidos en el largo plazo y asegurar la atención de la demanda nacional. A fin de que el concepto propuesto tenga vínculo con lo que ya existente en la regulación vigente de precios de combustibles, se propone que este cargo se denomine como “Margen Plan de Continuidad”.
- h) 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. Igualmente establecerse una política de precios que permita la competencia en todas las actividades de la cadena de distribución de refinados.

Anexo I. Nodos de Acopio de Petróleo

Tabla I-1: Agrupación de nodo de almacenamiento de crudo

Cuenca Sedimentaria Colombiana	Nodo	Numero de Campos
Llanos Orientales	Apiay	32
Llanos Orientales	Araguaney	76
Valle Medio del Magdalena	Ayacucho	14
Valle Inferior del Magdalena	Ayacucho	1
Cesar - Rancheria	Ayacucho	1
Llanos Orientales	Banadia	1
Llanos Orientales	Caño Limon	18
Cordillera Oriental	Caño Limon	2
Valle del Magdalena Medio	CIB	54
Valle Inferior del Magdalena	Coveñas	12
Sinú	Coveñas	1
Caguán - Putumayo	Orito	34
Llanos Orientales	Porvenir	39
Cordillera Oriental	Porvenir	1
Llanos Orientales	Rubiales	11
Llanos Orientales	Santiago	52
Valle Superior del Magdalena	Tenay	49
Valle Medio del Magdalena	Tenay	3
Catatumbo	Tibu	7
Valle Medio del Magdalena	Vasconia	2
Valle Medio del Magdalena	Velasquez 26	11
TOTAL CAMPOS		421

Anexo II. Agrupación de Plantas de Abasto en Nodos

Tabla II-1: Agrupación plantas de abasto en nodos de consumo

Nodo	Planta SICOM
01- Mamonal	CTG – Aeropuerto de Cartagena
	CZU – Aeropuerto de Corozal
	PETROMIL LA CANDELARIA
	PLANTA CARTAGENA TERPEL
	PLANTA CHEVRON CARTAGENA - MAMONAL
	PLANTA CHEVRON EL ARENAL
	PLANTA CONJUNTA MAMONAL
	PLANTA MAGANGUE
	PLANTA PROXXON TURBO
	PLANTA VOPAK CARTAGENA
REFINERIA GRC	
ZAPATA Y VELASQUEZ S.A.	
02- Baranoa	AYATAWACOOP
	BAQ – Aeropuerto de Barranquilla
	DISCOWACOOP
	PLANTA BARANOA
	PLANTA CONJUNTA GALAPA
	PLANTA PALERMO
	PLANTA PROMIN
RCH – Aeropuerto de Riohacha	
SMR – Aeropuerto de Santa Marta	
03- Galán	EJA – Aeropuerto de Barrancabermeja
	PLANTA BARRANCA EXXON
	PLANTA BARRANCA TERPEL
04- Lisama	REFINERIA BARRANCABERMEJA
	PLANTA LA FORTUNA
05- Ayacucho	PLANTA PETROMIL RIO SOGAMOSO
06- Chimitá	PLANTA AYACUCHO
	BGA – Aeropuerto de Bucaramanga
	CUC – Aeropuerto de Cucuta
	PLANTA CHIMITA
	PLANTA FERTIPETROLEOS
	PLANTA VILLA DEL ROSARIO
TERMINAL ARAUCA	
TERMINAL EXXONMOBIL BUCARAMANGA	

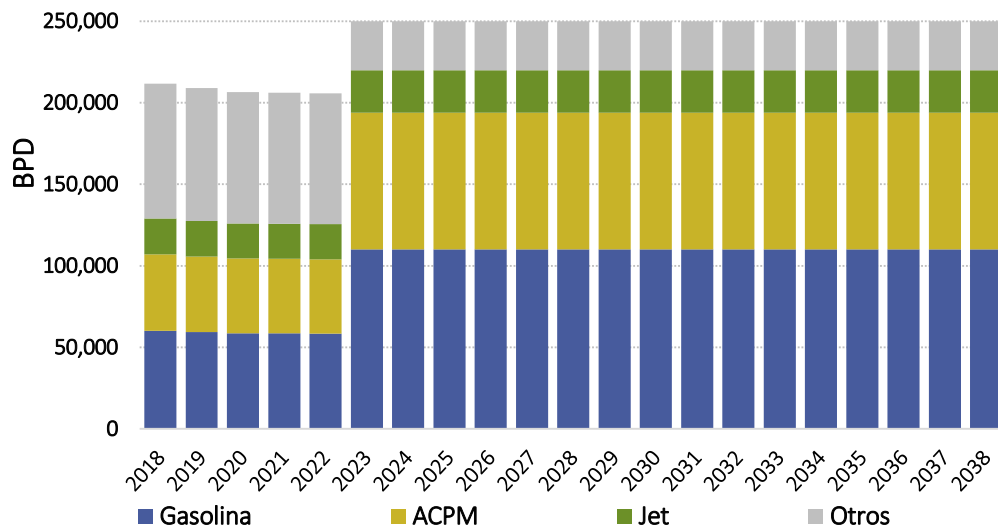
Nodo	Planta SICOM
07- Sebastopol	PLANTA BIOMAX SEBASTOPOL PLANTA SEBASTOPOL
08- Salgar	IBE – Aeropuerto de Ibagué PLANTA LA DORADA
09- Mansilla	PLANTA AGUACLARA PLANTA AGUAZUL PLANTA BIOCOMBUSTIBLES MANSILLA PLANTA CONJUNTA MANSILLA PLANTA ENERGIZAR MANSILLA PLANTA MADRID SJE – Aeropuerto de San José del Guaviare TERMINAL INIRIDA TERMINAL PUERTO CARREÑO TERMINAL SAN JOSE DE GUAVIARE VVC – Aeropuerto de Villavicencio
10- Puente Aranda	BOG – Aeropuerto de Bogotá D.C. – El Dorado BOG1 – Aeropuerto de Bogotá D.C. – El Dorado BOG2 – Aeropuerto de Bogotá D.C. – El Dorado BOG3 – Aeropuerto de Bogotá D.C. – El Dorado GYM – Aeropuerto de Bogotá D.C. – Guaymaral PLANTA CHEVRON PUENTE ARANDA PLANTA PUENTE ARANDA
11- Tocancipá	CENIT TOCANCIPA
12- Gualanday	PLANTA CONJUNTA GUALANDAY PLANTA MARIQUITA
13- Neiva	PLANTA CONJUNTA NEIVA PLANTA FLORENCIA PLANTA PUERTO ASIS REFINERIA SANTANA
14- Manizales	AXM – Aeropuerto de Armenia MZL – Aeropuerto de Manizales PLANTA MANIZALES
15- Pereira	PEI – Aeropuerto de Pereira PLANTA BIOMAX PEREIRA PLANTA PEREIRA

Nodo	Planta SICOM
16- Cartago	PLANTA CARTAGO ENERGIZAR PLANTA CONJUNTA CARTAGO PLANTA LA PINTADA
17- Medellín	GIRARDOTA ZEUSS PETROLEUM S.A PLANTA CHEVRON EL PEDREGAL PLANTA LA MARIA PLANTA MEDELLIN PLANTA RIONEGRO UIB – Aeropuerto de Quibdó
18- Yumbo	CLO – Aeropuerto de Cali PETROMIL YUMBO PLANTA BUGA PLANTA CONJUNTA YUMBO PLANTA MULALO TBD
19- Buenaventura	PLANTA CONJUNTA BUENAVENTURA
20- Orito	REFINERIA ORITO
21- Import1	PLANTA PUERTO BOLIVAR
22- Import2	POZOS COLORADOS
23- Import3	PLANTA LETICIA TEMPORAL TERMINAL LETICIA

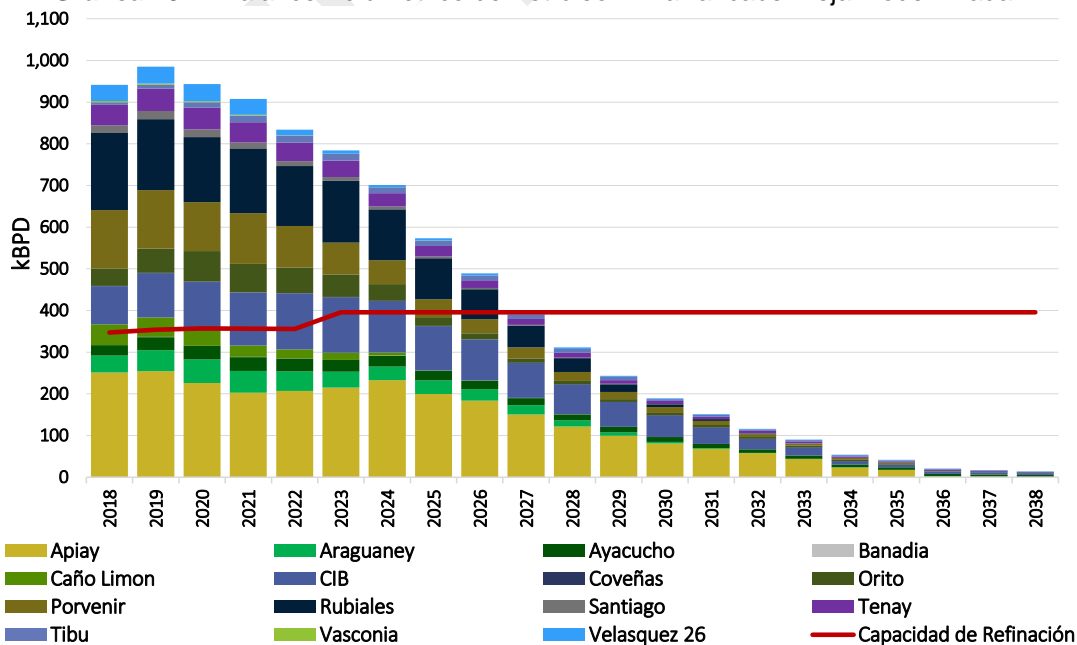
Anexo III. Escenario Barrancabermeja Modernizada

A continuación se presenta el análisis, considerando la actualización tecnológica de la refinería de Barrancabermeja desde 2023. El nuevo esquema de rendimientos por barril es tomado de la Gráfica 5-12.

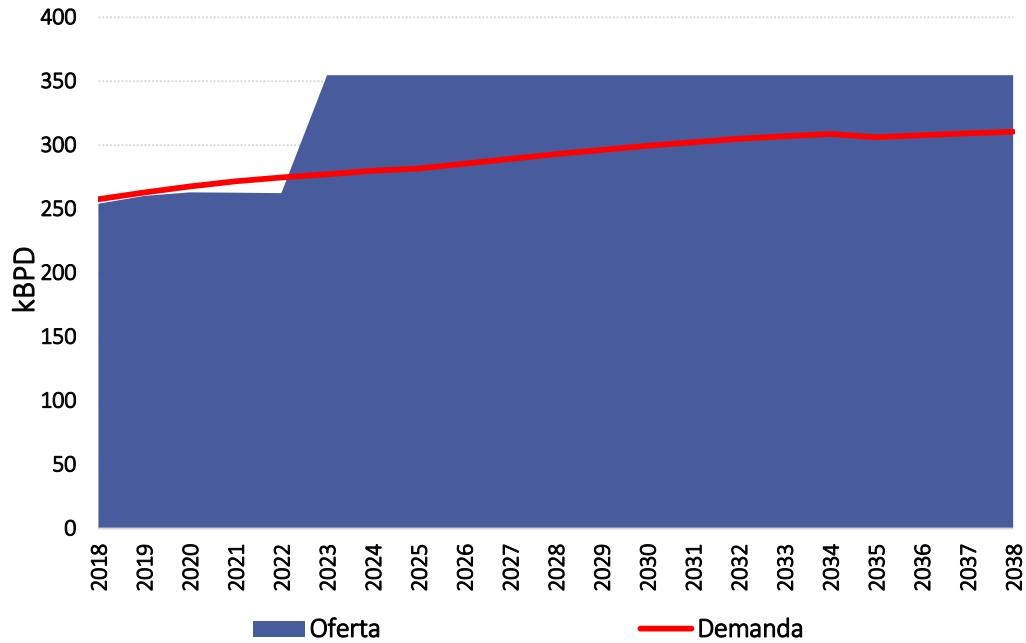
Gráfica 10-1: Oferta principales Combustibles Refinería de Barrancabermeja
 300,000



Gráfica 10-2: Balance Volumétrico de Petróleo – Barrancabermeja Modernizada

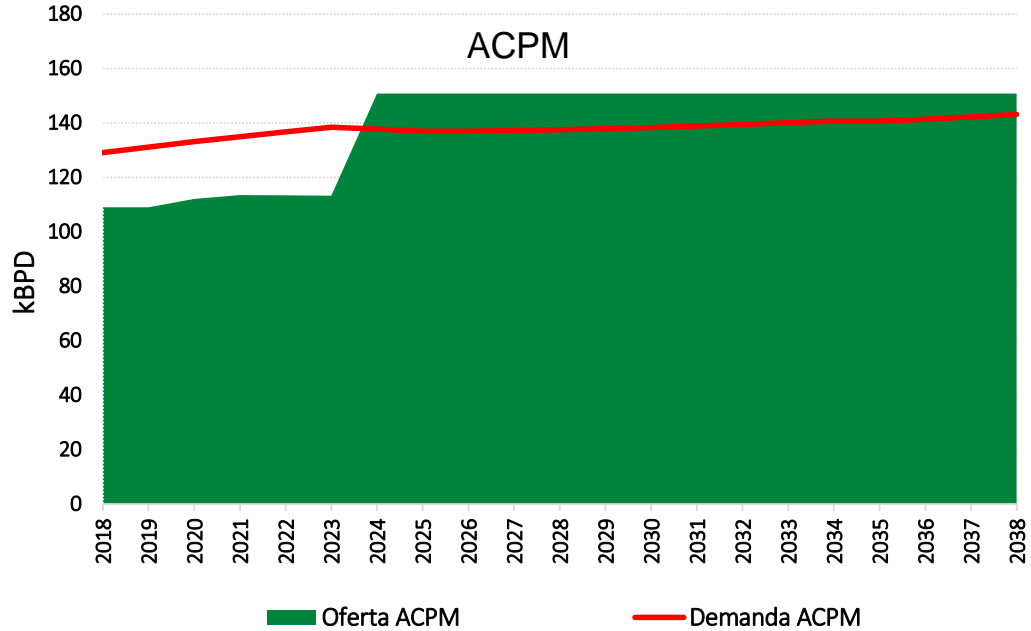


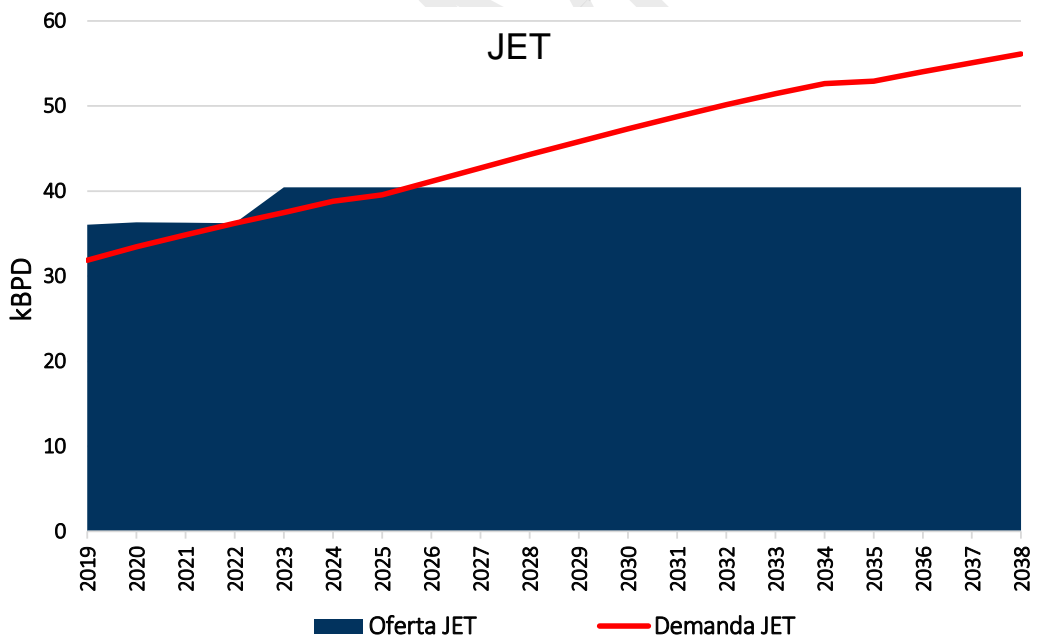
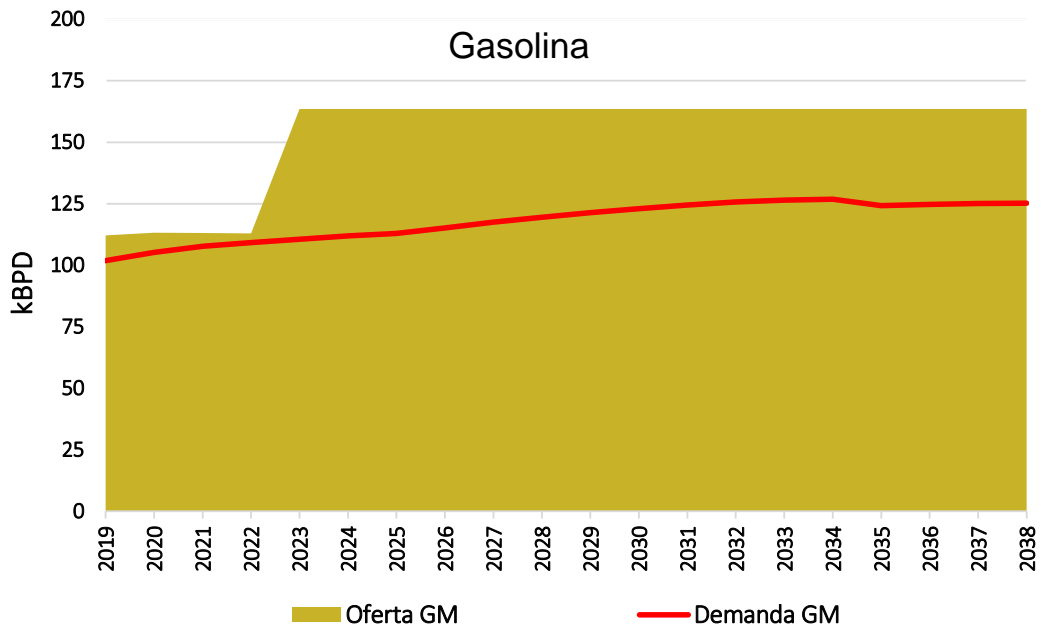
Gráfica 10-3: Balance Volumétrico Nacional de Derivados – Escenario Medio de Demanda



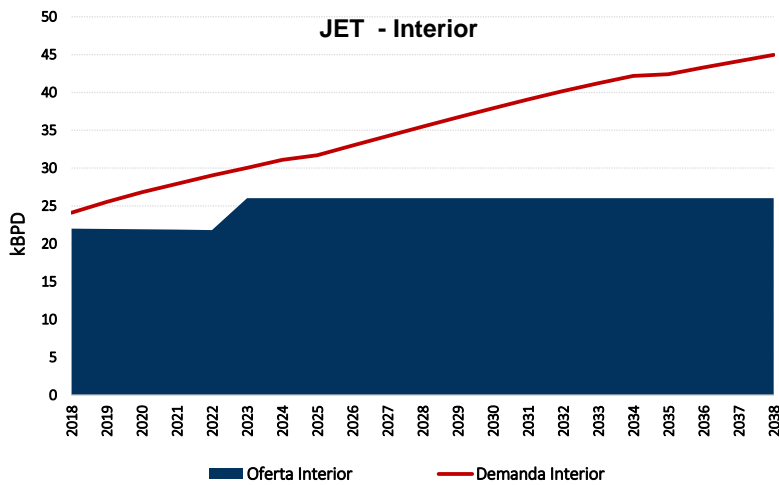
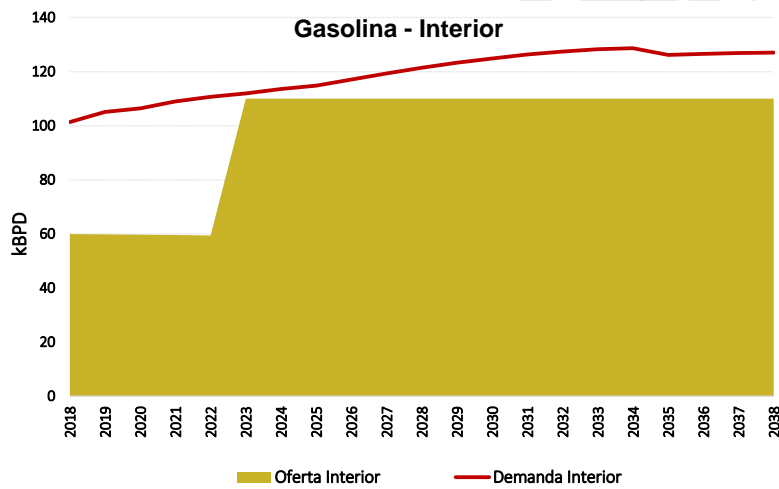
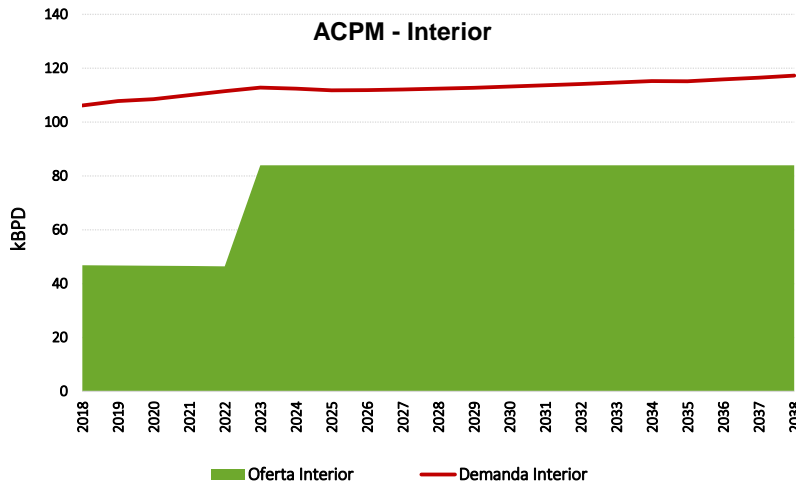
La oferta nacional sigue siendo insuficiente para abastecer la demanda nacional de combustibles, pero disminuye el nivel de déficit.

Gráfica 10-4: Balance Volumétrico Nacional de Derivados – Escenario Medio de Demanda

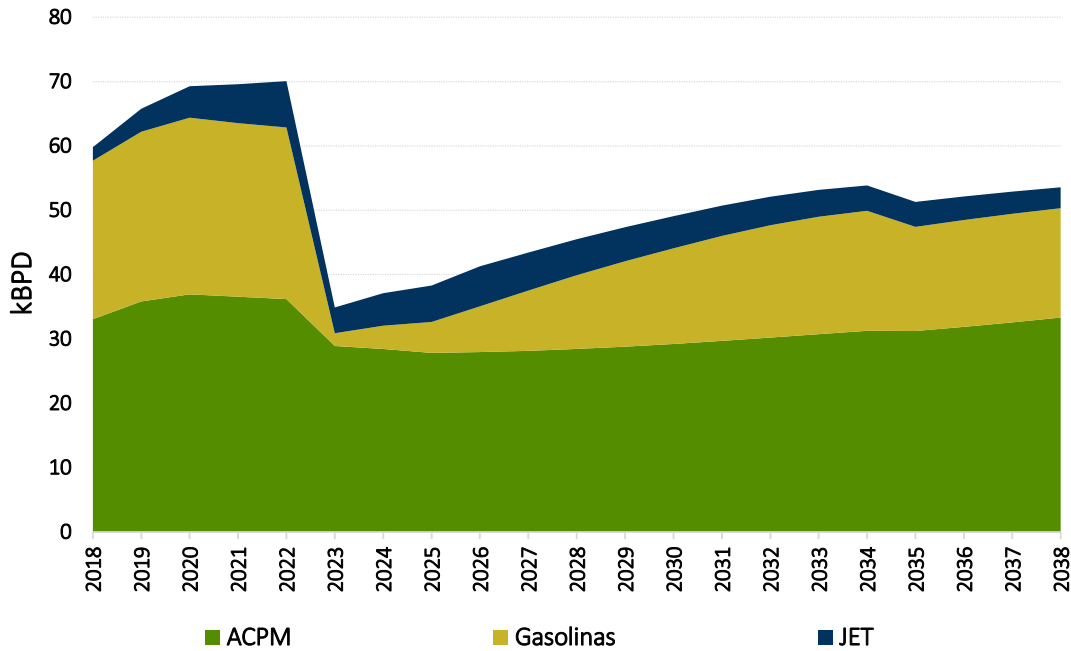




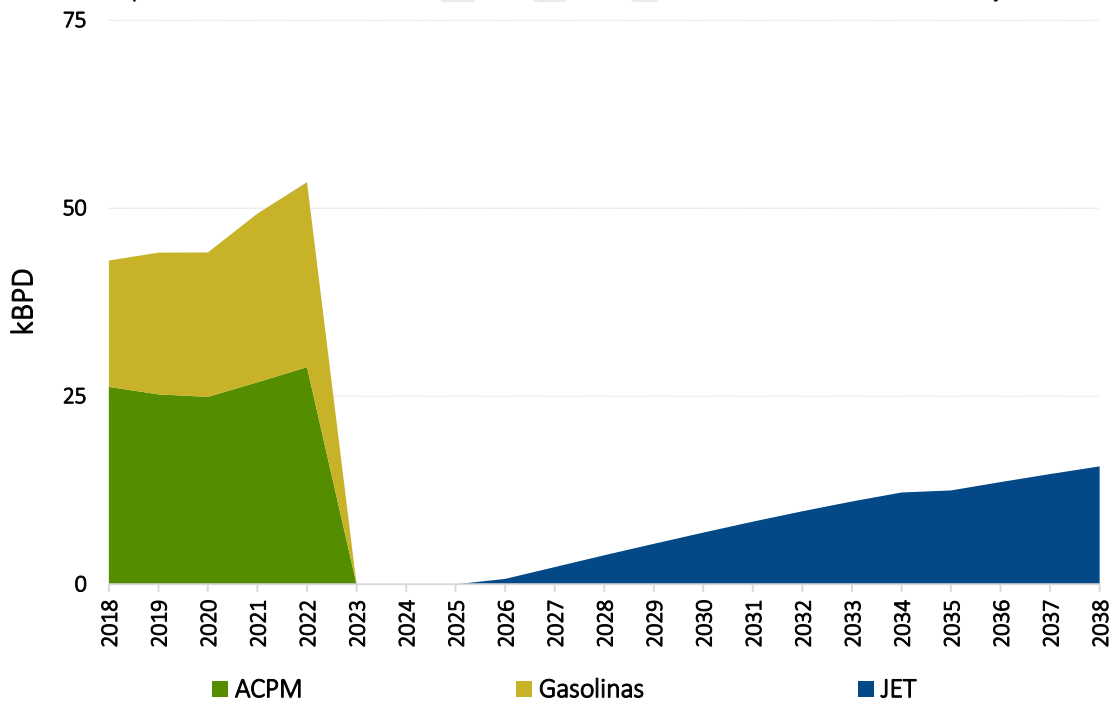
Gráfica 10-5: Balance Volumétrico de Derivados en Interior del País – Escenario Medio de Demanda



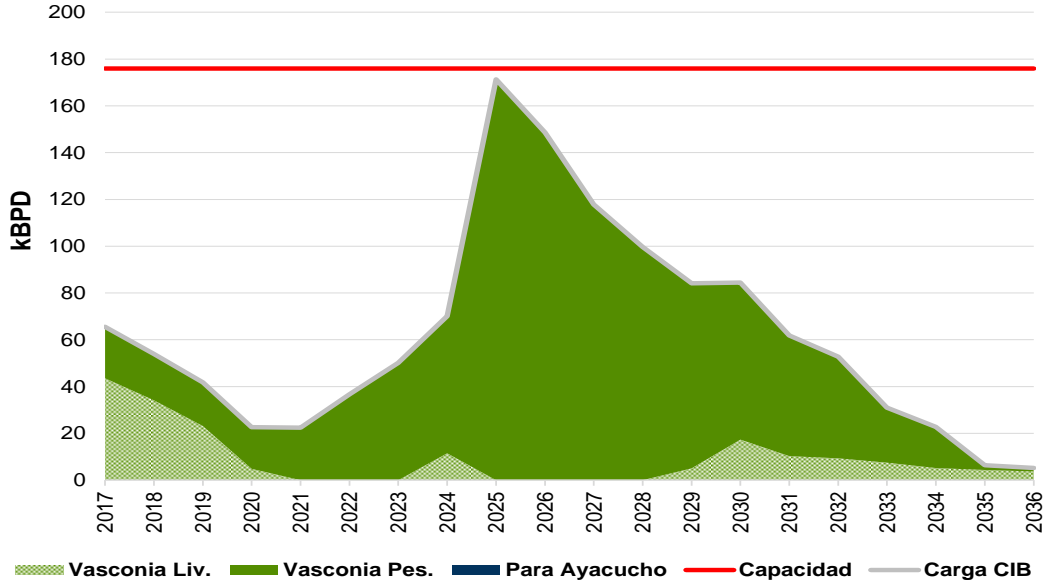
Gráfica 10-6: Excedentes de Derivados en Costa – Escenario Medio de Demanda



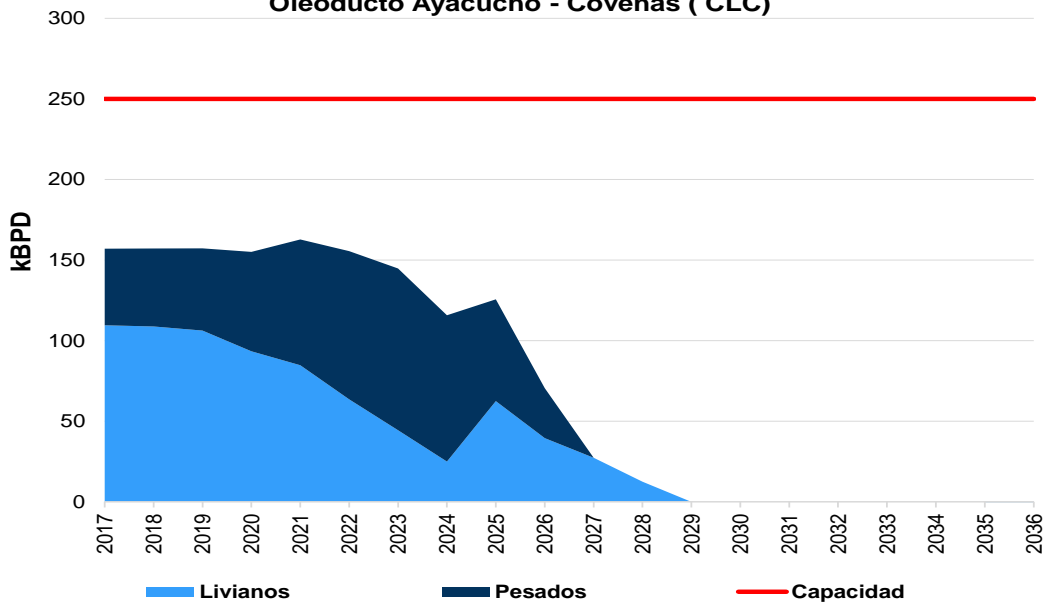
Gráfica 10-7: Importación de Derivados – Escenario Medio de Demanda- Barrancabermeja Modernizada



Gráfica 10-8: Balance de Transporte – Escenario Bajo de oferta
Oleoducto Vasconia - Galán



Oleoducto Ayacucho - Coveñas (CLC)



La actualización tecnología permite optimización del uso de los crudo, extender la autosuficiencia de gasolina y jet, así como el mejoramiento de la calidad de los combustibles.

Anexo IV. Refinación

Colombia se encuentra ante la dificultad de pérdida de autosuficiencia de combustibles líquidos- al menos en los próximos años, por ausencia de una capacidad de refinación adecuada para procesar el volumen de petróleo que requiere la creciente demanda nacional de combustibles líquidos.

También es claro que en el largo plazo, el país debe optar por el desarrollo de energías alternativas que cumplan con las exigencias ambientales y las fuentes de consumo no sean tan invasivas de los ecosistemas; pero en el inmediato futuro el país debe decidir entre:

- Importar combustibles ajustando la infraestructura de poliductos, en la medida que la demanda aumente o;
- Ampliar la capacidad de refinación, con base en pequeñas refinerías modulares cerca a campos de producción y mercados nicho.

La decisión no debe contener criterios únicamente técnicos y económicos, por el impacto que representa el sector petrolero para el país, para las regiones, para el ciudadano y para el medio ambiente. Es evidente que la estrategia basada en la ampliación de la infraestructura, genera impactos importantes en la balanza comercial del país y los beneficiados serán unos pocos. Si bien, la rentabilidad de la actividad de refinación no es igualable a la de la actividad de producción, los combustibles líquidos como gasolina, ACPM y jet, cuentan con mayor valor agregado que el crudo en sí mismo, lo que hace atractivo aumentar la capacidad de refinación nacional con la perspectiva de soportar la demanda.

Por otra parte, se viene desarrollando en el ámbito mundial un nuevo modelo de refinerías con arquitectura modular, y no son otra cosa que equipos prefabricados e integrados en módulos de los diferentes procesos que la configuran, los cuales ya están conectados y soportados con todos los componentes.

Este concepto hace que los tiempos y costos de instalación disminuyan ostensiblemente y constituyan una alternativa que presenta significativas ventajas sobre la construcción tradicional en sitio. Hoy es claro que los sobrecostos y retrasos en que incurren los proyectos significan desmejora en el flujo de caja por mayores periodos para el retorno de las inversiones, lo que viene impulsado la búsqueda de soluciones para optimizar los tiempos desde la concepción de una planta de procesos hasta su puesta en marcha.

Este tipo de técnica ha permitido el desarrollo de plantas autónomas capaces de producir especialmente gasolina y ACPM y son fabricadas bajo estándares de seguridad exigentes. Pueden variar entre capacidades que van desde 5,000 a 50,000 barriles por día, que se pueden expandir a necesidad, con costos relativamente bajos si se compara con plantas tradicionales, debido entre otros a la reducción de los tiempos desde la concepción de una planta de procesos hasta su puesta

en marcha, además de permitir atender demandas localizadas, así como mitigar los riesgos asociados.

En el Interior de nuestro país existe un regazo en el parque de refinación por obsolescencia y deficiencia en el suministro de combustibles que genera un desequilibrio en el balance nacional por no contar con los recursos energéticos suficientes para atender las necesidades de los diferentes sectores socio-económicos de consumo. Indiscutiblemente, la sociedad colombiana tendrá un mayor nivel de bienestar cuando los recursos se encuentren en el territorio nacional lo que a su vez significa mayor confiabilidad de abastecimiento, mejoramiento de balanza comercial y generación de empleo.

Ante las circunstancias se propone la ampliación de la capacidad de refinación colombiana basándose en la disminución de las exportaciones de crudo afectado por los altos costos de evacuación al estar localizado en su gran mayoría al oriente de las cordilleras y sur del país. Tales volúmenes pueden generar mayor valor agregado al país si se conducen hacia pequeñas refinerías que produzcan los combustibles requeridos por las zonas de influencia donde se produce el petróleo, quienes hoy deben pagar altos costos de transporte para poder disponer de combustibles, dado que también deben cruzar la cordillera para abastecer las regiones productoras.

Tal es el caso de los crudos localizados en los Llanos, Casanare y Putumayo, sitios desde los cuales se ha tenido que construir costosa infraestructura para poner el crudo en los mercados internacionales o en las refinerías colombianas.

Además, según los estudios realizados por UPME y ANH sobre las potencialidades de incorporar nuevas reservas de crudo parecen ubicarse en el oriente y sur del país, con lo cual los hallazgos de petróleo y la ubicación de las refinerías se encuentran en caminos distintos, en tanto que los polos de desarrollo están más cerca de los campos de producción que de las refinerías actuales, sin contar que el desarrollo del país se han dado sobre las cordilleras, lejos de las costas y de las reservas.

Durante los últimos 10 años el país ha invertido cerca de US\$13 billones en las refinerías de ECOPETROL para mantener ajustadas las operaciones de producción de combustibles a las normas y regulación colombiana, representando un monto alto que impidió a la empresa inversiones en otras actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos, frente a una coyuntura de precios bajos del crudo, siendo una de las razones para que la empresa posponga por ahora las inversiones en la actividad de refinación.

Sin embargo la tecnología modular también permite la reconfiguración de la refinería de Barrancabermeja para que en el complejo se pueda procesar un crudo más pesado y disminuir los requerimientos de livianos, aprovechando que este tipo de crudos viene disminuyendo su oferta no solo en Colombia sino en el mundo. Así, la estrategia propuesta para incrementar la infraestructura

de refinación es la de aprovechar el concepto que se ha aplicado en otras partes del mundo, de refinerías modulares, las cuales son de distintos tipos:

Refinerías de 2,000 a 10,000 BPD que producen destilados medios, con crudo mediano o liviano. Este tipo de refinerías se pueden acoplar con los crudos de la región del Putumayo y al mercado del suroriente de las cordilleras.

Refinerías de 5,000 a 20,000 BPD para producir combustibles blancos y destilados medios, con crudo mediano o liviano. Este tipo de refinerías pueden cubrir los mercados de la refinería anterior, pero debe salvar un obstáculo existente actualmente, sobre regulación principalmente de los combustibles blancos.

Refinerías de 10,000 a 20,000 BDC permite producir combustibles blancos principalmente, con crudo pesado. Este tipo de refinería puede aprovechar los crudos del Meta y suplir los mercados de este Departamento y parte de la capital. Para ello necesitan unas reglas de juego claras y estables.

Refinerías de 10,000 a 20,000 BDC para producir combustibles blancos y destilados medios, con crudo condensado que puede surgir del desarrollo de programas en el Offshore, o del proceso de secado del gas en regiones como el Valle Inferior del Magdalena.

La propuesta consiste en configurar pequeñas refinerías ajustadas al crudo de la región productora, para que produzcan los combustibles líquidos y derivados que necesita cada una de estas zonas que producen petróleo, principalmente aquellas alejadas de la infraestructura actual ya sea de refinación o transporte, y así evitar las importaciones, inversiones en logística y costos de transporte para exportar estos crudos; además de ahorrarse los costos de llevar los productos a las regiones.

Cada barril que refine mediante este esquema generará al productor parte de los ahorros por entregarlo en pozo, a la región le permitirá regalías adicionales, al país el beneficio en la balanza comercial equivalente al diferencial entre el costo promedio de los productos que se dejan de importar y el valor del barril no exportado, además de los encadenamientos productivos asociados con el desarrollo industrial de la región por la creación de clusters que jalonan el nivel de actividad económica de las regiones donde se instalen este tipo de refinerías.

Se propone el desarrollo de dos plantas modulares de refinación así: una en Putumayo aprovechando las potencialidades geológicas de la región, la disposición del sistema de transporte Orito-Tumaco para atender la demanda de combustibles en todo el suroccidente del país. Esta alternativa posibilitaría procesar la mayor parte de los crudos producidos en el sur del país y que deben atravesar buena parte del país para llegar a los puertos de exportación o a las refinerías colombianas tradicionales, perdiendo competitividad por los altos costos de movilización.

Esta propuesta puede ser complementada con un programa social, construido mediante una alianza entre los productores, la región y los realizadores del proyecto, para que la refinería se convierta en motor de desarrollo regional, gracias a sus utilidades provenientes del ahorro por no transportar el crudo a la Costa de Caribe, de los combustibles a la región y del margen de refinación.

La segunda alternativa es la construcción de una refinería modular en el departamento del Meta, sacando la máxima utilidad de las reservas 3P de crudo pesado existentes en la región, por la disponibilidad de infraestructura de transporte hoy disponible y localización del mercado. Al igual que en el caso anterior la rentabilidad estaría en los ahorros por costos de transporte de crudo y posteriormente de los combustibles que deben volver a dicha región, además del margen de refinación. Esta planta permitiría abastecer la demanda de combustibles del departamento y parte de los antiguos territorios nacionales.

Las inversiones en este tipo de proyectos son menores a los US\$300 millones y la más grande y compleja puede aprovechar los beneficios del ZOMAC, de los proyecto PINE y de la aceptación e involucramiento de las comunidades por el beneficio social que conlleva.

Si bien estos proyectos constituyen importantes desafíos de ingeniería y construcción, también son importantes los ahorros que se alcanzan y el cambio en el paradigma que supone las necesidades de eficiencia, así como la disminución de la resistencia cultural.

Anexo V. Nuevos Agentes de la Cadena para Asegurar la Confiabilidad

La AIE considera que las reservas de emergencia son una herramienta poderosa para mitigar las interrupciones físicas de corto plazo en el suministro de petróleo y para proporcionar liquidez que permita la recuperación de los mercados. La liberación de reservas (“stockdraw”) ha demostrado ser el mecanismo más importante que tienen los países miembros de la AIE durante una interrupción del suministro de petróleo. Por lo tanto, en lo que se refiere a los inventarios estratégicos, los países miembros de la AIE tienen la obligación de mantener niveles de existencias equivalentes a por lo menos 90 días de sus importaciones netas.

En la AIE hay tres enfoques para garantizar que los niveles de existencias globales cumplan con los requisitos mínimos: imponer niveles de existencias a la industria, mantener existencias propias del gobierno y mantener inventarios propios de una agencia creada para tal fin. Algunos países utilizan sólo una categoría de reservas para cumplir con la obligación mínima, aunque la mayoría de los países utilizan una combinación de estas categorías. Por lo general, las existencias de petróleo crudo y/o derivados son mantenidas por la industria o por una combinación entre la industria y una entidad pública, es decir, el gobierno y/o el organismo establecido para cumplir esta función.

Para el caso de Colombia, se recomienda mantener inventarios estratégicos equivalentes a 5 días de demanda en los terminales y por lo menos 20 días de producción de Barrancabermeja en el sistema de poliductos, específicamente en Sebastopol. Igualmente, se propone crear una nueva ruta de acceso desde la costa atlántica al interior del país mediante un nuevo poliducto Cartagena-Coveñas-Sebastopol que permitirá asegurar el abastecimiento del interior del país y crear y/o reponer los inventarios estratégicos en un período razonable de tiempo (180 días).

Lo primero que se debe definir es qué enfoque utilizará Colombia para crear y mantener estos inventarios estratégicos. España, país miembro de AIE, es pionero y referente en seguridad de suministro de hidrocarburos, y particularmente en la administración, mantenimiento y control de las reservas estratégicas de petróleo y derivados. El caso español fue presentado por el Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) en el Foro “Retos y perspectivas del mercado de combustibles líquidos” realizado en Bogotá el 6 de julio de 2015.

España impone una obligación de almacenamiento a los operadores de petróleo y gas, y como tal tiene reservas de emergencia de petróleo y gas natural. Hasta 1995, las reservas de petróleo de emergencia de España las mantuvo únicamente la industria, después de lo cual un organismo fue creado para mantener las reservas públicas - la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES). El Real Decreto 1716/2004 establece que la agencia de existencias (CORES)

estará a cargo de la creación y el mantenimiento de las reservas estratégicas y de la supervisión del cumplimiento de la obligación de mantener reservas de emergencia mínimas.

Por lo anterior, CORES es la entidad de mantenimiento y control de reservas en España y el referente oficial de información. El real decreto especifica la obligación de los operadores de productos petrolíferos de mantener un mínimo de 92 días de existencias como reservas de emergencia, y estipula que el gobierno puede regular el uso de las reservas de emergencia durante una interrupción del suministro.

Actualmente la obligación de mantenimiento de existencias de hidrocarburos en España se reparte entre CORES y la industria, así: CORES, 42 días (reservas públicas); operadores y distribuidores: 50 días. Esto proporciona flexibilidad al sistema español en el momento de liberación de las reservas.

Si bien Colombia podría considerar la posibilidad de establecer en el futuro, cuando esté próximo a convertirse en importador neto de petróleo, un sistema de reservas estratégicas similar al español, en el cual la propiedad de los inventarios estratégicos se distribuya entre públicos y privados, se recomienda que en un principio los inventarios estratégicos sean privados. Para la creación de inventarios estratégicos privados hay varias posibilidades que el Gobierno Nacional podría considerar, como las siguientes:

1. Imponer parte de la obligación a algunos agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, en particular a los refinadores e importadores y a los distribuidores mayoristas, con el reconocimiento de los costos de esta actividad.
2. Asignar parte de esta responsabilidad a un nuevo agente privado, el “Propietario de Inventarios Estratégicos”, mediante la aplicación de un reglamento que regule el procedimiento de asignación de servicios

Ahora bien, varias de estas actividades hoy no se realizan, por lo cual solamente algunas de las definiciones vigentes para los agentes de la cadena de distribución de combustibles son aplicables a la nueva situación. En particular se requieren los siguientes agentes (se debe mantener la posibilidad que existe actualmente para que una empresa pueda operar como varios agentes, previo cumplimiento de los requisitos y con la debida autorización del Ministerio de Minas y Energía):

- **Almacenador:** es el propietario de la infraestructura de almacenamiento, ya existe, y por lo tanto aplica la mayor parte de la definición y obligaciones vigentes en el Decreto 1073 de 2015, en particular:
 - Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la planta de abastecimiento, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes.

- Prestar el servicio de almacenamiento de combustibles líquidos derivados del petróleo a la persona natural o jurídica que lo requiera para actuar como agente:
 - importador
 - refinador
 - distribuidor mayorista
 - distribuidor minorista a través de estación servicio aviación o marítima
 - gran consumidor con instalación fija que consuma ACPM en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos mil (420.000) galones mes
 - gran consumidor que requiera uso de combustibles para quemadores industriales (combustóleos -fuel oil).
 - propietario de inventarios estratégicos. o Para efecto, se requerirá autorización del Ministerio de Minas y Energía, previa presentación del respectivo contrato.
- Abstenerse de consumir o comercializar los combustibles que almacene.
- **Propietario de Inventarios Estratégicos:** este agente no existe actualmente. Este nuevo agente será el propietario de inventarios estratégicos. Los requisitos en cuanto a infraestructura serán similares a los de los almacenadores y los distribuidores mayoristas pero tendrá algunas diferencias importantes. Entre las obligaciones estarán las siguientes:
 - Adquirir, mantener y reponer los inventarios estratégicos que le imponga o asigne la autoridad competente.
 - Contar con al menos una planta de abastecimiento interconectada al sistema nacional de poliductos, que esté(n) localizada(s) en los sitios definidos en este estudio (Sebastopol o en las terminales).
 - Si la planta está localizada en Sebastopol, deberá estar en capacidad de recibir gasolinas, ACPM y/o Jet A-1 de los poliductos Cartagena-Coveñas-Sebastopol y Galán Sebastopol, y entregar los combustibles al sistema nacional de poliductos.
 - Si la planta está localizada en los terminales, deberá poder entregar los combustibles a los tanques de despacho de las plantas de los distribuidores mayoristas localizadas en el respectivo terminal, o al sistema de poliductos que abastece a dichas plantas.
 - Si se trata de una planta mayorista, la capacidad de almacenamiento para inventarios estratégicos será adicional a la requerida para almacenamiento comercial.
 - Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de la planta de abastecimiento, expedido por un organismo de certificación acreditado, sobre el cumplimiento de los requisitos técnicos contemplados en el reglamento técnico expedido por las autoridades competentes.

- Abstenerse de comercializar los combustibles que almacene en calidad de inventarios estratégicos sin que medie la respectiva orden o autorización de liberación de reservas estratégicas por parte de la autoridad competente (Ministerio de Minas y Energía). Se exceptúan las operaciones que realice para rotar estos inventarios con el fin de mantener en todo momento la calidad de los productos almacenados.
- En caso de que la autoridad competente libere las reservas estratégicas, el propietario de las mismas las podrá vender o entregar en préstamo a los siguientes agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos, de acuerdo con los lineamientos que establezca dicha autoridad:
 - Importador
 - Refinador
 - Distribuidor mayorista
- Implementar los mecanismos operativos y comerciales que sean necesarios para rotar los inventarios estratégicos con el fin de mantener en todo momento la calidad de los productos almacenados.
- **Transportador por Poliductos:** este agente ya existe y será el encargado de construir los nuevos poliductos y transportar las reservas estratégicas desde las refinерías y los puertos de importación hasta las plantas de abastecimiento donde serán almacenados. Por lo tanto, tendrá un esquema de remuneración diferente para este servicio particular.

El Decreto 1073 de 2015 establece que la actividad de transporte de combustibles líquidos por poliducto se regirá por el reglamento de transporte que para el efecto expida el Ministerio de Minas y Energía (esta función le corresponde actualmente a la CREG).

- **Importador:** aplica la mayor parte de la definición y obligaciones vigentes en el Decreto 1073 de 2015, en particular:
 - Contrato de almacenamiento para el recibo del combustible a importar.
 - Contrato o acuerdo suscrito con el agente de la cadena de distribución de combustibles líquidos que distribuirá o consumirá el combustible importado.
 - Podrá suscribir contratos o acuerdos para distribuir o consumir el combustible líquido derivado del petróleo importado con:
 - refinador
 - distribuidor mayorista
 - distribuidor minorista a través de estación de servicio de aviación y marítima
 - gran consumidor con instalación fija que consuma ACPM en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos veinte mil (420.000) galones mes
 - gran consumidor que consuma combustible para quemadores industriales (combustóleos -fuel oil)

- propietario de inventarios estratégicos
- **Refinador:** aplica la mayor parte de la definición y obligaciones vigentes en el Decreto 1073 de 2015, en particular:
 - Obtener y mantener vigente el certificado de conformidad de las instalaciones de la refinería, emitido por un organismo de certificación acreditado, para el caso donde este aplique, siempre y cuando existan reglamentos técnicos sobre el particular.
 - Solamente podrá distribuir los combustibles líquidos que produzca a:
 - otro refinador
 - distribuidor mayorista
 - distribuidor minorista a través de estación de servicio de aviación y marítima
 - gran consumidor con instalación fija que consuma ACPM en volúmenes iguales o superiores a cuatrocientos veinte mil (420.000) galones mes
 - gran consumidor con instalación fija que consuma combustible para quemadores industriales (combustóleos -fuel oil) y/o nafta (gasolina natural)
 - propietario de inventarios estratégicos

Los activos de infraestructura que se proponen, además de atender el abastecimiento mediante la importación de productos combustibles como es el caso de los poliductos que se proponen, también están concebidos para apoyar el sistema en caso de contingencias en la prestación del servicio. Por lo anterior, la remuneración de estos activos para todos los agentes que van a trabajar en estos temas debe combinar cargos por unidad de volumen como ocurre en la actualidad y cargos por disponibilidad o confiabilidad para las capacidades de transporte y los almacenamientos estratégicos que solo se utilizan en casos de emergencia. Lo anterior conlleva el diseño de unos cargos que remuneren todos los costos y que constituyan un incentivo para que otros actores participen.

Posteriormente, cuando Colombia esté próxima a convertirse en importador neto de petróleo, parte de los inventarios podrían ser públicos, en cuyo caso serían de propiedad de una agencia nacional central de existencias similar a CORES de España, que financie sus actividades mediante la recolección una cuota mensual de los operadores, distribuidores y consumidores obligados a mantener reservas de seguridad, que no sea financiado por el Estado y por lo tanto realice la compra de existencias a través de acuerdos de préstamos bilaterales o emisiones públicas en los mercados financieros.

De otra parte, en la mayoría de los países miembros de la AIE, la responsabilidad de la política de seguridad petrolera recae, en última instancia, en un ministro del gobierno. La política de seguridad abarca decisiones relativas a la liberación de las reservas de petróleo de emergencia y la aplicación de otras medidas de emergencia. El ministro normalmente delega la responsabilidad de la

preparación y ejecución de las medidas nacionales de emergencia en la organización nacional de estrategia de emergencia del país (National Emergency Strategy Organization - NESO), junto con la tarea de servir de enlace con la AIE en materia de coordinación internacional durante una emergencia.

La AIE observó que si bien Colombia tiene una organización nacional diseñada para responder a emergencias importantes, ésta carece de una estructura para hacer frente a situaciones de emergencia de petróleo. El equipo de revisión de la AIE observó que en caso de una emergencia de petróleo, generalmente Ecopetrol y Cenit se reúnen para decidir sobre un curso de acción, sin involucrar al Ministerio de Minas y Energía a menos que se considere que la situación es muy grave. Por lo tanto, el equipo de revisión recomendó que Colombia establezca una Organización Nacional de Estrategia de Emergencia (NESO).

Una NESO es la estructura del equipo de respuesta de emergencia de un país, que proporciona un marco para la toma de decisiones y el establecimiento de áreas de responsabilidad con respecto a la reacción a una interrupción del suministro de petróleo. Según la AIE, la NESO es importante porque le permite al gobierno prepararse para enfrentar posibles interrupciones en el suministro de petróleo, y en caso de una emergencia, le permite tomar e implementar decisiones rápidas.

La NESO desarrolla, mantiene y ejecuta un plan de respuesta que puede aplicar rápidamente cuando se presenta una crisis. La NESO es responsable por la preparación e implementación de las medidas nacionales de emergencia de petróleo y actúa como enlace con la AIE en cuestiones de coordinación internacional durante una emergencia.

La mayoría de las NESO tienen una doble misión: además de ser la autoridad gubernamental para la gestión nacional de emergencia de petróleo, monitorean las actividades del mercado doméstico de petróleo. En tiempos normales, la NESO por lo general tiene las siguientes funciones específicas:

- Desarrollar, probar, actualizar y mantener listas las medidas y procedimientos de emergencia;
- Servir de enlace con la AIE en temas de preparación para emergencias; y - Mantener lazos de comunicación con la industria petrolera nacional.

En una interrupción del suministro, la NESO tiene las siguientes funciones específicas adicionales:

- Coordinar las operaciones de emergencia, tales como liberación de inventarios estratégicos (“stockdraw”) o la restricción de la demanda, con ministerios interesados / agencias de reservas / industrias;
 - Servir de enlace con la AIE en acciones colectivas coordinadas; y
 - Garantizar la presentación de los datos de emergencia solicitados a la AIE.

Algunos elementos importantes a tener en cuenta al establecer una estructura NESO son los siguientes:

- Los factores clave en tiempos de crisis son la toma de decisiones rápida y la correcta aplicación de las medidas de emergencia.
- La NESO debe tener un mandato claro y formal y debe contar con la autoridad para gestionar las respuestas de emergencia. Como tal, debe tener un presupuesto adecuado para mantener el personal necesario y realizar ejercicios regulares de los procedimientos de respuesta de emergencia.
- La NESO debe preparar manuales sobre los procedimientos de emergencia y asegurar mecanismos adecuados de comunicación nacional e internacional. Un manual NESO establece claramente las funciones y responsabilidades de cada miembro NESO; debe redactarse y mantenerse permanentemente actualizado.

No existe un formato único para todas las NESO; la organización y tamaño difiere de un país a otro, lo que refleja los diferentes mercados del petróleo y las estructuras políticas. Sin embargo, todas las NESO constan de un equipo básico que se puede ampliar en tiempos de crisis.

En el núcleo de la NESO (“core”) está un equipo permanente encargado de la supervisión y la evaluación de los asuntos domésticos del mercado del petróleo y de mantener lazos de comunicación clave, tanto a nivel nacional como internacional. En caso de necesidad, la estructura NESO puede expandirse para incluir a representantes de una gama más amplia de ministerios o departamentos del Gobierno, la agencia de existencias (si existe y no es ya parte del núcleo NESO) y representantes de la industria petrolera.

El nivel del funcionario designado como el jefe de la NESO también difiere de un país a otro. Un Director General o el subsecretario podrían asumir el cargo de Jefe NESO, que normalmente reporta al Ministro. En muchos casos la estructura NESO se establece en un decreto ministerial o por medio de la legislación nacional en algunos países.

Las estructuras de las NESO difieren de un país a otro, lo que refleja una gran variedad de políticas y de estructuras de oferta de petróleo. Por ejemplo, la NESO española hace parte de una estructura bastante compleja de las organizaciones de emergencia en España. A nivel ministerial, la Comisión Delegada del Gobierno para Situaciones de Crisis (CDGSC) tiene la responsabilidad última de manejo de las crisis. Esta comisión ministerial se apoya a un nivel táctico en el Comité Civil Nacional de Planificación de Emergencias (CNPCE). El CNPCE es el órgano que debe proponer a la CDGSC las medidas a adoptar en respuesta a una interrupción del suministro, previa consulta con los comités en el sector afectado.

Una diferencia importante entre Colombia y los países miembros de la AIE es que esos países ya cuentan con la infraestructura física y los inventarios estratégicos necesarios para enfrentar

situaciones de emergencia, y con políticas claras en esta materia, mientras que Colombia aún tiene que desarrollar todo esto. Por lo tanto, se considera que en su etapa inicial la NESO colombiana podría hacerse cargo de realizar las acciones para desarrollar la infraestructura física y los inventarios, y que de manera permanente asuma responsabilidades similares a las NESO de los países miembros de la AIE.

Por tanto se recomienda que la NESO colombiana esté adscrita al Ministerio de Minas y Energía y asuma las siguientes funciones:

- **Funciones en la etapa Inicial:**

- 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. Dentro de estos mecanismos se contemplarán esquemas tipo BOMT, BOOM y Asociaciones Público Privadas APP. La directriz será escoger el mecanismo que cumpla los objetivos de abastecimiento y confiabilidad con mínima participación estatal.
- Asumir por delegación del Ministerio de Minas y Energía las tareas de estructuración de los esquemas de convocatoria, evaluación de propuestas y selección de los proponentes.
- Realizar la interventoría de los proyectos a realizar bien sea de manera directa o mediante contratación, a fin de asegurar la entrada en operación de los proyectos en las condiciones definidas mediante contratos.
- Estructurar los mecanismos de cobro y transferencia de los recursos del cargo de abastecimiento y confiabilidad del servicio de combustibles definido en los capítulos anteriores a cuentas que maneje directamente el NESO o a los mecanismos de fiducia que se consideren convenientes.
- Preparar manuales sobre los procedimientos de emergencia y asegurar mecanismos adecuados de comunicación nacional e internacional, en los cuales establezca claramente las funciones y responsabilidades de cada miembro NESO.

- **Funciones permanentes:**

- Supervisar de manera permanente los activos destinados al abastecimiento y confiabilidad de productos combustibles en el país a fin de asegurar su disponibilidad inmediata tanto en lo que se refiere a la atención del abastecimiento como de la confiabilidad de la demanda.
- Administrar los recursos del cargo de abastecimiento y confiabilidad del servicio de combustibles que servirán para pagar los compromisos adquiridos con los agentes encargados de desarrollar los proyectos de infraestructura tanto en poliductos como en almacenamientos estratégicos.
- Supervisar que la infraestructura de transporte y almacenamientos estratégicos esté en condiciones de atender no solo el movimiento de productos para el abastecimiento

del sistema, sino también las contingencias que puedan llegar a presentarse en fallas en los sistemas de transporte como en la salida de los sistemas de refinación.

- Mantener permanentemente actualizados los manuales sobre los procedimientos de emergencia y asegurar mecanismos adecuados de divulgación y capacitación.
- Desarrollar, probar, actualizar y mantener listas las medidas y los procedimientos de emergencia.
- Servir de enlace con la AIE y con las NESO de otros países en temas de preparación para emergencias.
- Mantener lazos de comunicación con la industria petrolera nacional.
- **Funciones adicionales en situaciones de crisis:**
 - Emitir la alerta cuando se presenten contingencias en el sistema de distribución de combustibles y recomendar al Ministro responsable autorizar la liberación de los almacenamientos estratégicos y el uso de la infraestructura de transporte y almacenamiento.
 - Coordinar las operaciones de emergencia, tales como liberación de inventarios estratégicos (“stockdraw”) o la restricción de la demanda, con ministerios interesados / agencias de reservas / industrias.
 - Recomendar al Ministro responsable declarar la terminación del evento de contingencia.
 - Programar la operación para restablecer los inventarios al nivel que tenían en el Día cero (0) antes de la ocurrencia de la contingencia.

Anexo VI. Ajustes al Marco Regulatorio

La nueva visión de abastecimiento y manejo de riesgos con la identificación de los eventos críticos en el suministro de combustibles al mercado colombiano, plantea igualmente ajustes al esquema regulatorio que permita asumir los riesgos de abastecimiento y confiabilidad en la distribución de combustibles.

En primer término, debe señalarse que el país está evolucionando hacia una posición de importador neto de combustibles en volúmenes crecientes en el tiempo lo cual sugiere la conveniencia de contar con un proceso abierto a fin de permitir la participación de agentes nacionales e internacionales en la construcción de los nuevos ductos desde la costa al interior y de los almacenamientos estratégicos a fin de atender las cuantiosas inversiones que se prevén. Igualmente la dificultad de canalizar recursos públicos a estas actividades hace recomendable que los agentes que sean seleccionados para la construcción de la infraestructura propongan opciones como BOMT y asociaciones público privadas o APP.

De otra parte, también es necesario que comercializadores internacionales de productos combustibles puedan participar en el proceso de importación para lo cual debe garantizarse que los importadores recuperen los costos y cuenten con la infraestructura de acceso y almacenamiento en puertos, lo mismo que la capacidad de transporte al interior del país y almacenamientos en la zona de Sebastopol-Lisama y terminales, de tal manera que puedan ingresar productos importados hasta los mercados del interior.

Sobre el primer punto de recuperación de costos, la normatividad vigente relacionada con el Fondo de Estabilidad de Precios de los Combustibles (FEPC) busca crear condiciones e incentivos para los importadores como lo señalan las resoluciones 180522 del 29 de marzo de 2010 y 40736 del 25 de junio de 2015.

Si el país quiere adoptar un plan de abastecimiento y confiabilidad y garantizar el suministro de combustibles aún bajo las contingencias, es necesario contar con un esquema institucional de manera similar a como lo han hecho otros países que han optado por la estructuración de lo que se conoce como el National Emergency Strategy Organization (NESO).

En los países que están bajo la órbita de la Agencia Internacional de Energía, estas organizaciones desarrollan, mantienen y ejecutan un plan de respuesta que pueden aplicar rápidamente cuando se presenta una crisis. Es decir, la NESO es responsable por la preparación e implementación de las medidas nacionales de emergencia de petróleo y actúa como enlace con la AIE en cuestiones de coordinación internacional durante una emergencia.

Sin embargo, mientras que los países afiliados a la AIE cuentan con la infraestructura física y los inventarios estratégicos necesarios para enfrentar situaciones de emergencia, en Colombia todo

está por hacer, razón por la cual en su etapa inicial la NESO colombiana podría hacerse cargo de realizar las acciones para desarrollar la infraestructura física y los inventarios, y de manera progresiva comience a asumir responsabilidades similares a las NESO de los países miembros de la AIE.

Otros temas que conllevan ajustes regulatorios que pueden incidir en la prestación del servicio de distribución de combustibles también se comentan en el capítulo 6.

En resumen, se propone un marco de análisis para el abastecimiento y confiabilidad con una visión sobre la nueva infraestructura de transporte de productos desde los puertos de importación en la Costa atlántica al Interior del país.

Como resultado de un análisis de riesgos se propone nueva infraestructura que optimiza las inversiones combinadas en transporte e inventarios estratégicos localizados parte en los terminales del sistema de distribución de combustibles y parte en Sebastopol, Cartagena y Lisama.

El resultado es un cargo por concepto del “Margen Plan de Continuidad” que permita la ejecución de la infraestructura sin comprometer recursos públicos, a fin de asegurar que el plan sea una realidad.

Anexo VII. Aproximación Hidráulica del Sistema de Transporte de Derivados (Red de Poliductos)

Complementando el balance volumétrico presentado en el Capítulo 7, se realizó un ejercicio de aproximación de análisis hidráulico del sistema de transporte de derivados. A continuación se presenta la contextualización del análisis cuyo objetivo es determinar las necesidades de expansión del sistema de transporte de dichos, mediante los resultados obtenidos de simulaciones numéricas.

Para este análisis se utilizó el módulo de líquidos del modelo determinístico Pipeline Studio; software que cuenta con diversas herramientas que permiten configurar y analizar escenarios de sistemas y tuberías de transporte de líquidos. Como ya se indicó, los balances volumétricos de transporte se realizan sobre los ductos que abastecen nodos de demanda de combustibles líquidos (grupo de plantas mayoristas).

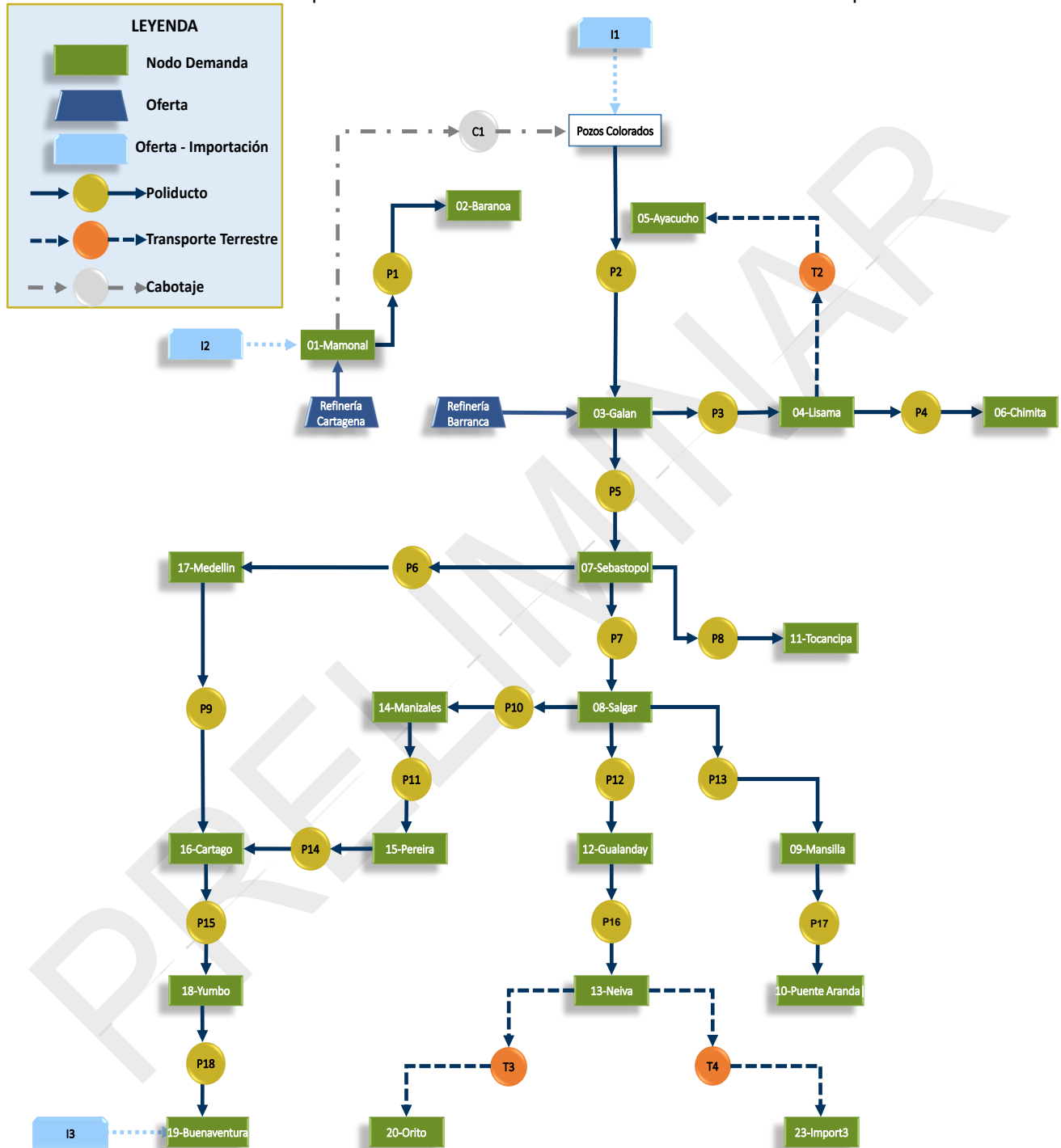
En la Gráfica 10-9 se presenta el esquema del sistema de abastecimiento de combustibles líquidos, allí se observan 21 nodos de demanda los cuales están conectados mediante ductos que varían dependiendo del tramo (18 tramos). Para precisar el análisis, se realiza una agrupación de los nodos de consumo y tramos de ductos en función de sus condiciones de operación, su proximidad y la topología del sistema. Como resultado se obtienen 10 subsistemas los cuales se presentan en la Tabla VII-1.

Tabla VII-1: Subsistemas que conforman el sistema de transporte de derivados

Subsistema	Tramo	Ductos
1	Cartagena-Baranoa	P1
2	Pozos-Galán	P2
3	Galán-Lizama + Lizama-Chimitá	P3 + P4
4	Galán-Sebastopol + Sebastopol-Salgar	P5 + P7
5	Sebastopol-Medellín + Medellín-Cartago + Cartago-Yumbo	P6 + P9 + P15A
6	Sebastopol-Tocancipá	P8
7	Salgar-Manizales + Manizales-Pereira + Pereira-Cartago + Cartago-Yumbo	P10 + P11 + P14 + P15B
8	Salgar-Gualanday + Gualanday-Neiva	P12 + P16
9	Salgar-Mansilla + Mansilla-Puente Aranda	P13 + P17
10	Yumbo-Buenaventura	P18

Fuente: UPME

Gráfica 10-9: Esquema del sistema de abastecimiento de combustibles líquidos



Fuente: UPME

Parámetros de simulación:

El proceso de construcción de las bases de simulación requirió información de la configuración de cada subsistema, que se incluye estaciones de bombeo, nodos de oferta y demanda, longitud de los ductos, entre otras. Asimismo, fue necesario la parametrización de las siguientes variables:

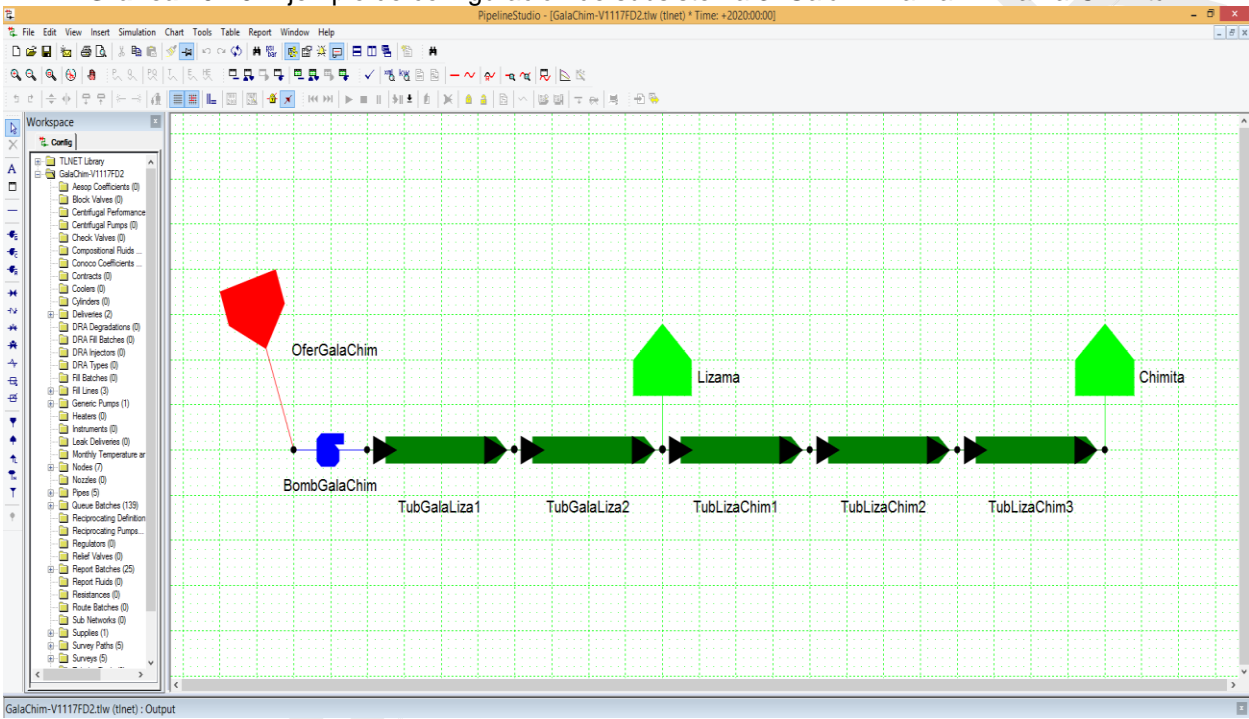
- Caracterización de combustibles: A través de la red de transporte de derivados fluyen diversos combustibles con diferentes propiedades fisicoquímicas que afectan la capacidad de ser transportados, por ello se requiere información de gravedad específica y la curva de viscosidad vs temperatura.
- Perfiles de elevación: Es una característica propia de cada uno de los subsistemas la cual está condicionada por el trazado de las líneas de flujo. Esta variable tiene una gran influencia sobre el desempeño del sistema dado que puede generar grandes requerimientos de potencia.
- Especificaciones de los ductos: La configuración de las secciones de ductos está determinada en gran medida por cuatro variables:
 - Longitud
 - Diámetro
 - Espesor
 - Características del material (ejemplo: Modulo de Young, Rugosidad, etc.)

Las variables como diámetro, espesor y características del material son determinantes para estimar los límites técnicos de operación de los diferentes tramos de los ductos. Adicionalmente se incluye la rugosidad y el módulo de elasticidad para cada uno de los segmentos de los cuales están relacionados al tipo del material.

- Agente reductor de arrastre – DRA: Es un aditivo utilizado en algunos subsistemas el cual puede ser utilizado principalmente por dos razones. La primera de ella es elevar el flujo transportado y la segunda es reducir la energía requerida para la operación de las estaciones de bombeo. Este aditivo tiene rangos de operación específica y se utiliza en pequeñas cantidades (ppm).
- Baches: En el proceso de construcción de los escenarios de simulación se consideró el esquema de programación de baches entregado por el operador del sistema de transporte para cada uno de los subsistemas, sin embargo, al analizar los resultados entregados por el simulador se evidencia que el caso crítico al que se someten los sistemas es al momento de transportar A.C.P.M., por esta razón los escenarios objeto de análisis corresponden a casos en los que solo se transporta dicho combustible.
- Presiones de operación actual en los nodos del sistema: Esta información hace parte de los datos requeridos para establecer las condiciones iniciales del sistema. Asimismo, pueden ser utilizada como restricciones de operación.

La Gráfica 10-10 ilustra a manera de ejemplo la configuración del subsistema 3 correspondientes a los tramos Galán-Lizama y Lizama-Chimitá. Se observa que el subsistema cuenta con 1 nodo de oferta denominado Galán, 2 nodos de demanda denominados Lizama y Chimita, 1 estación de bombeo aguas debajo del nodo de oferta la cual se denomina BombGalaChim y 5 secciones de tubería (2 en el tramo Galán-Lizama y 3 en el tramo Lizama-Chimita). Cada uno de los subsistemas mencionados cuenta con una configuración específica.

Gráfica 10-10: Ejemplo de configuración de subsistema 3: Galán-Lizama + Lizama-Chimitá



Fuente: UPME

Otras consideraciones:

Otro supuesto considerado en las simulaciones hace referencia a que los sistemas disponen de capacidad infinita tanto en oferta como de demanda de los combustibles. Es decir las simulación no se ve afectad ni por la capacidad de recibo ni por la capacidad de entrega. Tampoco se tiene en cuenta tanque de almacenamiento en los nodos de consumo. El periodo de análisis es de 10 años entre el año 2017 y el año 2026 (resolución anual). Para los ejercicios de simulación se consideró la demanda promedio diaria para cada uno de los años y se simuló un periodo de 15 días por cada año.

La simulación busca determinar requerimientos físicos de expansión para garantizar que cada subsistema movilice el flujo requerido para atender la demanda por tipo de combustibles. Esta

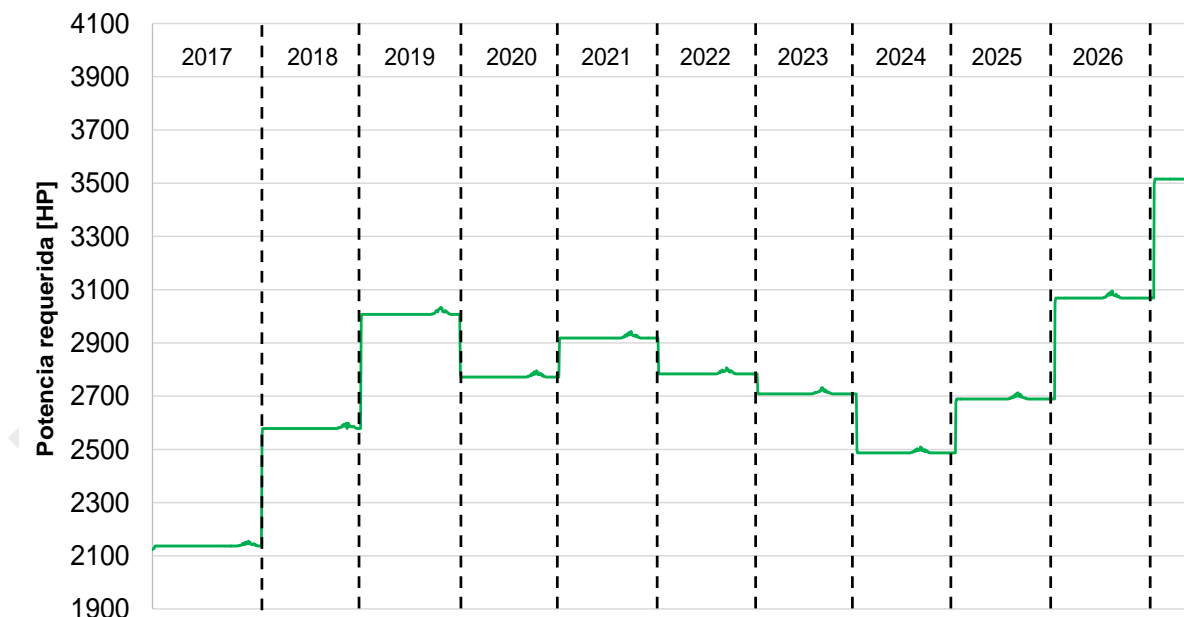
información es la misma utilizada en los balances volumétricos. Adicionalmente, se consideran los caudales actuales transportados, con el objeto de inicializar el sistema.

Salidas del modelo de simulación:

El modelo utilizado también permite estimar diversas variables asociadas a las condiciones de operación de los sistemas hidráulicos, como la potencia para que cada una de las estaciones de bombeo garantice el transporte del flujo requerido para atender la demanda por nodo. La segunda variable analizada es la presión a la que someten los ductos a lo largo del periodo de análisis. Los resultados presentados corresponden a una simulación transitoria de los sistemas, es decir el sistema simulado en un estado dinámico.

Potencia requerida en estaciones de bombeo: Como ya se mencionó esta variable indica la cantidad de potencia requerida para el transporte de combustibles. En la Gráfica 10-11 se presenta un ejemplo del resultado de una simulación típica. Allí se encuentra que como es la variación de potencia en los diferentes periodos de análisis de la simulación. Esta variación se debe principalmente al cambio de requerimientos de flujo de cada periodo, es decir, entre más alto sea el flujo requerido mayor la potencia que deben entregar las bombas y viceversa. Esta grafica se construye para todas las estaciones de bombeo que constituyen los subsistemas.

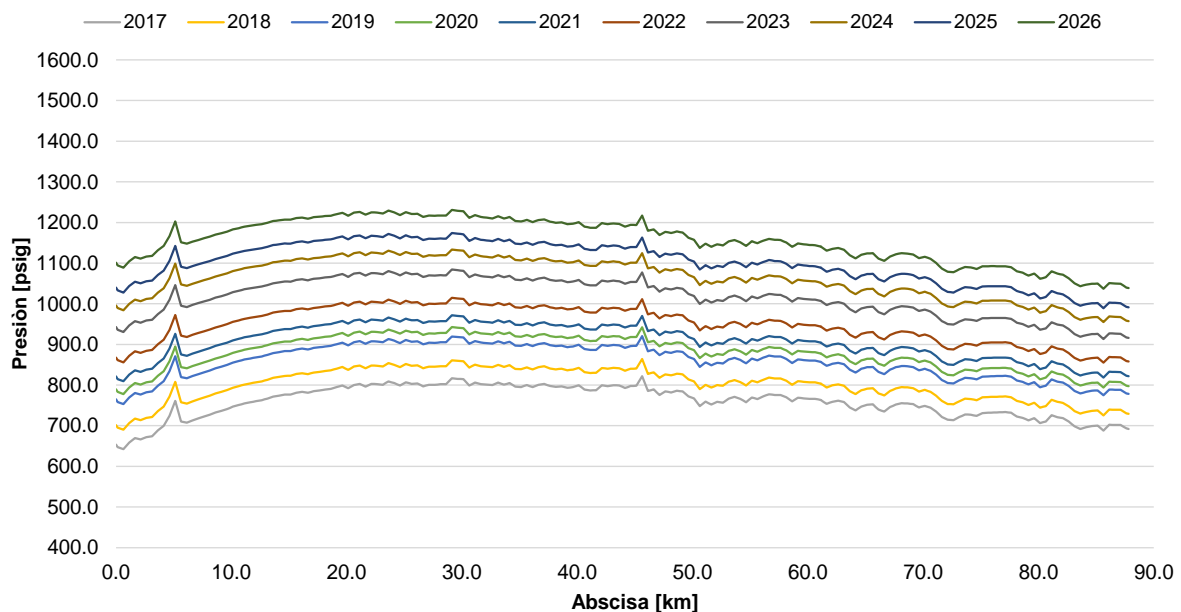
Gráfica 10-11: Ejemplo resultado de requerimiento de potencia de un sistema simulado



Fuente: UPME

Presión en ducto: En este caso se construye una gráfica con los resultados de las presiones calculadas por el simulador a lo largo de las secciones que hacen parte de los subsistemas. En la Gráfica 10-12 se muestra un ejemplo de los resultados de la simulación de un segmento de ducto para cada uno de los periodos estudiados en el caso de análisis. Igualmente se observa que a medida que pasan los años la presión a la que se somete la tubería se incrementa, lo cual se relaciona con el incremento de la demanda de combustibles que debe ser transportado por la línea para abastecer las demandas nodales. Este tipo de grafica se elabora para todas las secciones de ductos que constituyen los subsistemas.

Gráfica 10-12: Ejemplo resultado de presiones de operación del ducto



Fuente: UPME

Análisis de expansión:

Con los resultados de la simulación se construye una aproximación de las condiciones de operación que el sistema de transporte de derivados debe garantizar con el propósito de poder atender los requerimientos de combustibles de los diferentes centros de consumo. Esta información se contrasta con las capacidades máximas actuales de los diferentes elementos del sistema con el fin de identificar necesidades de expansión. Los elementos que se incluyen en este análisis son:

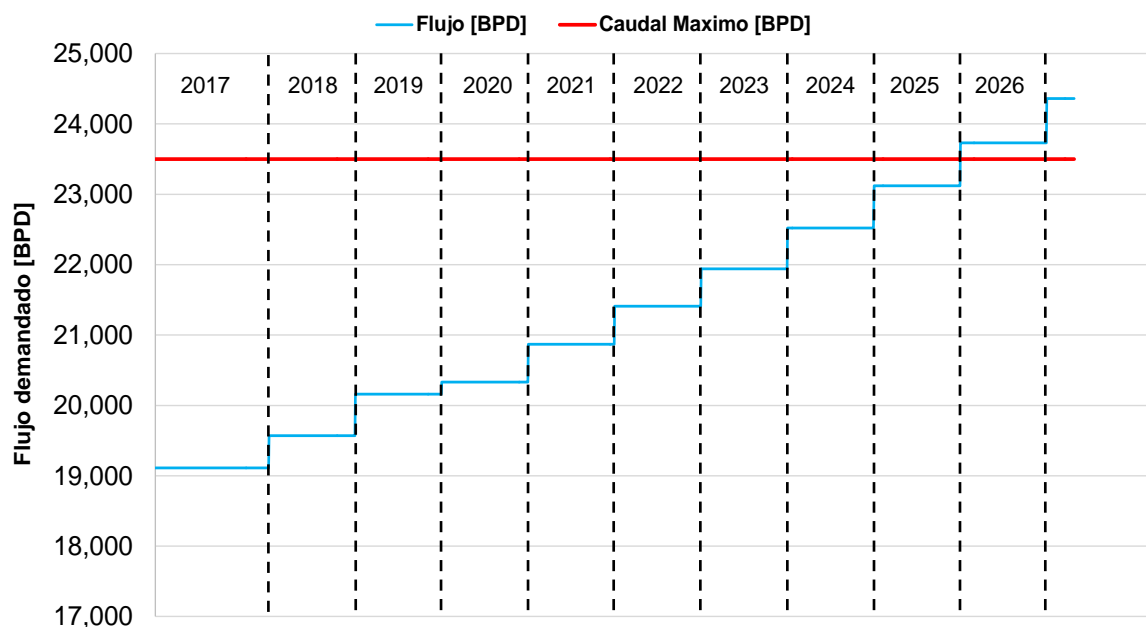
Estaciones de bombeo: Las estaciones de bombeo son sistemas que están conformados por diversos elementos que se encargan de realizar el trabajo para que los combustibles sean transportados a través de los ductos. Las unidades de bombeo de la estación pueden estar

configuradas en serie o en paralelo, dependiendo de las necesidades, ya sea contar con un mayor caudal o una mayor cabeza de presión en el sistema.

Otro de los factores que determinan la capacidad de las estaciones son las curvas de operación de cada unidad, las cuales pueden agregar restricciones. En este caso se evalúan dos variables asociadas a las estaciones de bombeo para definir los requerimientos de expansión:

- **Caudal:** El caudal corresponde al flujo objetivo requerido para atender los diferentes nodos de demanda, tal y como se indicó anteriormente. Este valor es luego comparado con las condiciones de flujo de las diferentes estaciones de bombeo y las necesidades de caudal son definidas en las proyecciones de demanda y no corresponden a un resultado de la simulación sino a un dato de entrada del modelo.

Gráfica 10-13: Ejemplo expansión estación de bombeo por caudal



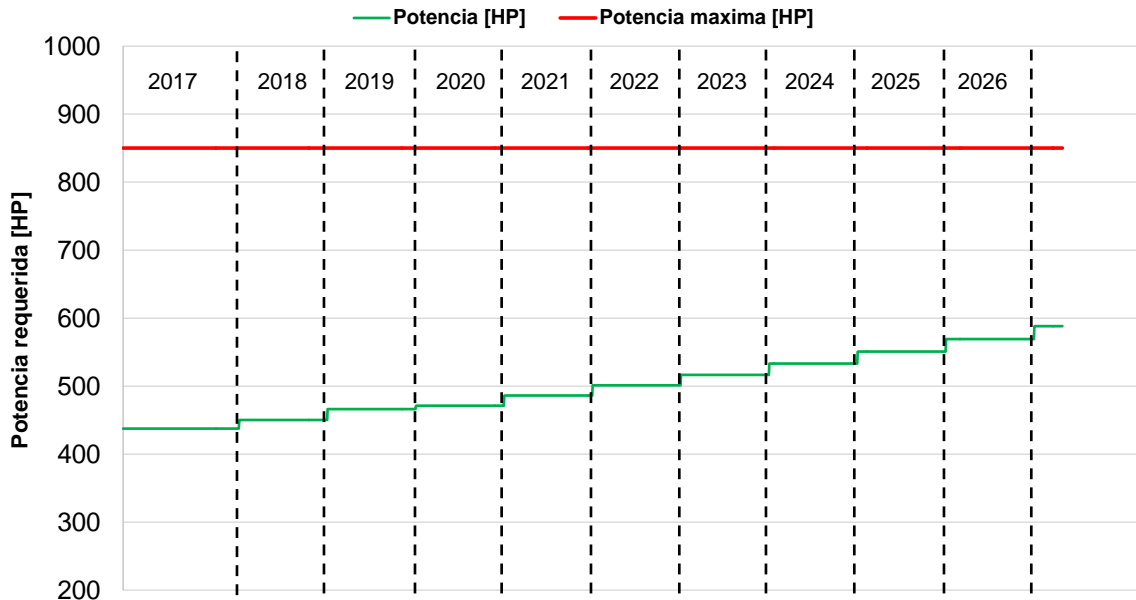
Fuente: UPME

En el ejemplo ilustrado en la Gráfica 10-13 se observa que la estación de bombeo tendría la capacidad de atender el flujo hasta el año 2025, y a partir de ese momento se requeriría una expansión.

- **Potencia:** Continuado con la lógica empleada en la evaluación de expansión por caudal se compara el caudal requerido en cada periodo con el caudal total instalado en la estación. En los resultados de este ejemplo, que son presentados en la Gráfica 10-14, se encuentra que

la capacidad instalada es capaz de atender la demanda de combustibles en todo el periodo de análisis.

Gráfica 10-14: Ejemplo expansión estación de bombeo por potencia



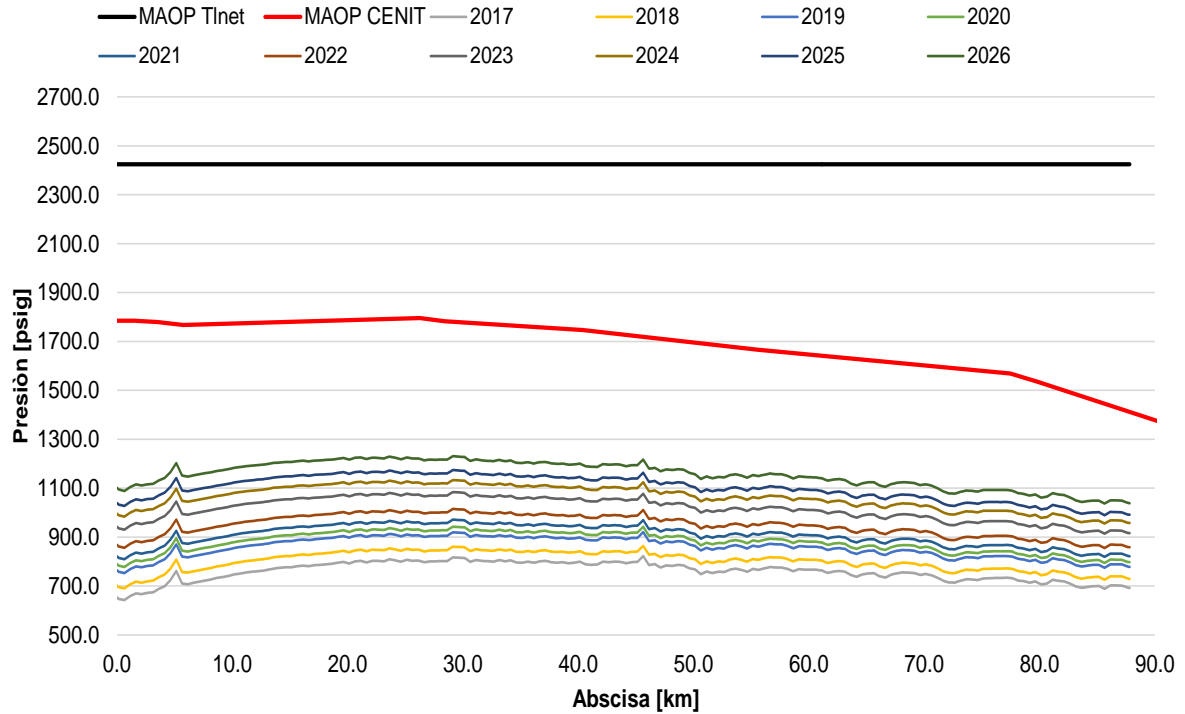
Fuente: UPME

Ductos: En este caso se verifica que los elementos tengan la capacidad de resistir la presión requerida para transportar el volumen de combustibles requerido. En el análisis se incluye la presión máxima teórica de los ductos, así como la presión operativa actual (proporcionada por CENIT). La señal de expansión aparece en el momento en el que la presión calculada en la simulación excede la capacidad técnica de los tubos. La presión operativa actual considera estimaciones de integridad de la línea.

En la Gráfica 10-15 se presenta un ejemplo del análisis de expansión de ductos. Allí se muestra el perfil de presiones a las que se somete la tubería en diferentes periodos. Igualmente, en la gráfica se observa una línea continua en la parte superior que corresponde a la máxima presión de operación (valor teórico estimado mediante ecuación de Barlow). Igualmente, en la gráfica se presenta el valor de operación actual.

Al comparar las curvas anteriormente mencionadas, se encuentra que con los resultados de esta simulación del caso del ejemplo no se existe un requerimiento de presión en el ducto que supere la curva de operación (línea continua roja) ni la curva de máximo teórico (línea continua negra). La interpretación de este resultado indica que el segmento de tubería tiene la capacidad de atender la demanda de combustible durante todos los periodos de análisis sin ningún tipo de expansión.

Gráfica 10-15: Ejemplo de análisis de expansión de ducto



Fuente: UPME

Si bien, ya se cuenta con una caracterización detalla que permite la simulación de los subsistemas, el ejercicio se encuentra en fase de desarrollo y de validación de resultados. Una vez se cuente con la totalidad de los resultados se presentaran en un nuevo documento.

REFERENCIAS

- [1] **British Petroleum.** BP Statistical Review of World Energy, 2016. Disponible: <<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>. Consultado: Enero de 2017.
- [2] **Agencia Internacional de Energía.** World Energy Outlook 2017. Disponible en: <<https://www.iea.org/weo2017/>>. Consultado: Noviembre de 2017.
- [3] **Administración de Información Energética de los Estados Unidos.** Petroleum & Other Liquids. Disponible: < <http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RWTC&f=M>>. Consultado: Febrero de 2017.
- [4] **Administración de Información Energética de los Estados Unidos.** Petroleum & Other Liquids. Disponible: < <http://tonto.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RBRT&f=M>>. Consultado: Febrero de 2017.
- [5] **Organización de Países Exportadores de Petróleo OPEC** Annual Statistical Bulletin Disponible: < http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2016.pdf>. Consultado: Febrero de 2017.
- [6] **Agencia Internacional de Energía.** Energy Security – What is energy security?. Disponible en: <<https://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/>>. Consultado: Octubre de 2015.
- [7] **Agencia Internacional de Energía.** Sistema de respuesta de la AIE ante situaciones de emergencia en el abastecimiento de petróleo, 2010. Disponible en: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/fs_response_system_spanish.pdf>. Consultado: Septiembre de 2015.
- [8] **Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),** Cuentas Nacionales. Disponible en: < <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-trimestrales>>_ Consultado: Julio de 2017.
- [9] **Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),** Exportaciones. Disponible en: < https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/comercio_exterior/exportaciones/2017/expo_tra_notra_abr17.xls> Consultado: Enero de 2017.
- [10] **Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),** Balanza Comercial. Disponible en: < <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/balanza-comercial>>. Consultado: Enero de 2017.
- [11] **Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE),** Comercio Exterior. Disponible en: < <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional>>_ Consultado: Julio de 2017.
- [12] **Agencia Nacional de Hidrocarburos.** Cifras y Estadísticas. Disponible: <<http://www.anh.gov.co/ANH-en-Datos/Paginas/Cifras-y-Estad%C3%ADsticas.aspx>>. Consultado: Febrero de 2017.

- [13] **Agencia Nacional de Hidrocarburos.** Sistema Integrado de Reservas – SIR. Disponible: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx>>. Consultado: Febrero de 2016.
- [14] **Agencia Nacional de Hidrocarburos.** Estadísticas de Producción. Disponible: <<http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>>. Consultado: Febrero de 2017.
- [15] **CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos.** Descripción del Sistema. Disponible: <<https://www.cenit-transporte.com/clientes/descripcion-del-sistema/>>. Consultado: Febrero de 2017.
- [16] **Ecopetrol. (2017).** Balanza Comercial. Bogotá D.C.
- [17] **Reficar. (2017).** Balanza Comercial. Bogotá D.C.
- [18] **Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia.** Información Estadística Sector Biocombustibles – Etanol. Disponible: <[http://www.fedebiocombustibles.com/v3/estadistica-mostrar_info-titulo-Alcohol_Carburante_\(Etanol\).htm](http://www.fedebiocombustibles.com/v3/estadistica-mostrar_info-titulo-Alcohol_Carburante_(Etanol).htm)>. Consultado: Junio de 2016.
- [19] **Federación Nacional de Biocombustibles de Colombia.** Información Estadística Sector Biocombustibles – Biodiesel. Disponible: <http://www.fedebiocombustibles.com/v3/estadistica-mostrar_info-titulo-Biodiesel.htm>. Consultado: Junio de 2016.
- [20] **Ministerio de Minas y Energía.** Sistema de Información de Combustible de Líquidos – SICOM. Disponible: <<http://www.sicom.gov.co/index.shtml>>. Consultado: Febrero de 2017.
- [21] **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.** Sistema Único de Información de Servicios Públicos – SUI. Disponible <<http://www.sui.gov.co/SUIAuth/logon.jsp>>. Consultado: Febrero de 2016.
- [22] **Ecopetrol.** Abastecimiento de Combustibles en Colombia – Perspectivas y Retos. **Foro Retos y Perspectivas del Mercado de Combustibles Líquidos.** Bogotá D.C., 6 de Julio de 2015.
- [23] **Ministerio de Hacienda y Crédito Público - MHCP**
- [24] **LUXEN.** Estudio actualización y entrenamiento sobre el modelo de proyección de demanda de combustibles líquidos para Colombia 2016
- [25] **CENIT Transporte y Logística de Hidrocarburos.** Descripción de la Red. Disponible: <<https://www.cenit-transporte.com/poliductos/>>. Consultado: Mayo de 2017.