

PLAN ENERGETICO
NACIONAL
COLOMBIA: IDEARIO
ENERGÉTICO 2050

UPME, 2015

REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

Tomás González Estrada, Ministro

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO
ENERGÉTICA**

Ángela Inés Cadena Monroy

Directora General

Alberto Rodríguez Hernández

Subdirector de Energía Eléctrica

Beatriz Herrera Jaime

Subdirectora de Hidrocarburos

Carlos García Botero

Subdirector de Demanda

Sara Cárdenas Castillo

Subdirectora de Minería

Sandra Lizette Mojica Corchuelo

Jefe Oficina de Gestión de Fondos

Roberto Briceño Corredor

Jefe Oficina Gestión de la Información

Juan Camilo Bejarano Bejarano

Secretario General

COLABORADORES

Jaime Fernando Andrade Mahecha

Ramiro Arellano Price

Omar Alfredo Báez Daza

Marcela Bonilla Madriñán

German Leonardo Camacho Ahumada

Marco Antonio Caro Camargo

Jorge Cuenca Osorio

Lina Escobar Rangel

Luis Alejandro Galvis Peñuela

Josefina González Montoya

Olga Victoria González González

Héctor Hernando Herrera Flórez

Baïsser Antonio Jiménez Rivera

Germán Orlando León Duarte

Sandra Johanna Leyva Rolón

Jorge Hernán Londoño de los Rios

William Alberto Martínez Moreno

Javier Andrés Martínez Gil

Grigory Ibrahim Massy Sánchez

Carolina Obando Anzola

Andrés Eduardo Popayán Pineda

Javier Eduardo Rodríguez Bonilla

Romel Rodríguez Hernández

Olga Estrella Ramírez Yaima

Carlos Felipe Rojas Páez

Wilson Sandoval Romero

Carolina Sánchez Ruíz

Andrés Téllez Ávila

Juan Camilo Torres Ortiz

Daniel Roberto Vesga Alfaro

Bogotá, Colombia, Enero de 2015

Contenido

1	INTRODUCCIÓN.....	6
2	EL PANORAMA ENERGÉTICO INTERNACIONAL: LAS NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS.....	8
2.1	La transición y su factibilidad: una suma de posibilidades y costos	11
2.2	Los escenarios de energía y transporte de la unión europea	14
2.3	El mercado cercano para las energías renovables	15
2.4	El transporte y sus estimativos de largo plazo	18
2.5	Hacia un futuro inteligente y conectado: Redes Inteligentes (RI), ciudades inteligentes, integración y sostenibilidad	21
2.6	Mercados transformados.....	23
2.7	Captura, almacenamiento y utilización del CO ₂	25
2.8	Energía asequible.....	27
2.9	La nueva geopolítica del petróleo	28
2.10	Conclusiones	30
3	ENTORNO MACRO, MERCADOS DE HIDROCARBUROS Y ECONOMÍA COLOMBIANA. ANÁLISIS DE COYUNTURA Y PERSPECTIVAS DE LARGO PLAZO.....	31
3.1	Crecimiento económico de Colombia: el mejor de Latinoamérica pero requiere ajustes .	31
3.2	Hacia un nuevo rumbo en la economía mundial: del boom de economías emergentes a boom de una economía renovada en EE. UU.	36
3.3	Coyuntura y perspectivas del petróleo: un nuevo entorno que estimula menores precios y demanda inversiones más eficientes	42
3.3.1	Dinámica reciente de los precios mundiales de la energía e impacto inflacionario en Colombia	42
3.3.2	¿Qué hay detrás de la caída de los precios del petróleo? ¿Choque transitorio o estructural?	45
3.3.3	Previsiones en el precio del petróleo e impacto en Colombia en el crecimiento económico	54

3.3.4	Visiones académicas, gremiales y de multilaterales sobre las perspectivas a mediano plazo de Colombia, bajo un entorno de precios bajos en el mercado mundial de hidrocarburos.	56
3.4	Una mirada a Colombia 2050: ¿hacia una economía de servicios?	66
3.4.1	Previsiones oficiales de crecimiento. Hacia la tercerización de la economía colombiana	66
3.4.2	La industria manufacturera y la agro - industria frente al reto de un petróleo de bajo precio y la tercerización de la economía	72
4	IDEAS PARA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO	81
	Parte 1: Objetivos específicos para el sector energético.....	84
4.1	Objetivo 1. Suministro confiable y diversificación de la canasta de energéticos	84
4.1.1	Aumentar y diversificar la oferta de hidrocarburos	84
4.1.2	Garantizar el abastecimiento de gas combustible y la infraestructura asociada	90
4.1.3	Diversificar la canasta de generación eléctrica	93
4.1.4	Viabilizar la generación distribuida y local a pequeña escala	99
4.1.5	Contar con una infraestructura de redes de transmisión adecuada	100
4.1.6	Diversificar la canasta de combustibles para el sector transporte	102
4.1.7	Incentivar el aprovechamiento y uso de la biomasa	107
4.2	Objetivo 2. Demanda eficiente de energía.....	109
4.2.1	Tarifas eficientes de eléctricas y precios del gas natural y en general de combustibles	110
4.2.2	Promover la eficiencia energética en toda la cadena de demanda	114
4.3	Objetivo 3. Esquemas que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de energía eléctrica.....	122
4.3.1	Incremento en cobertura de energía	123
4.3.2	Planes de energización rural sostenibles	124
4.3.3	Normalidad y calidad del servicio de energía eléctrica y gas combustible	126
4.3.4	Política de subsidios	128

4.4	Objetivo 4. Estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de recursos estratégicos	130
4.4.1	Incentivar la inversión en interconexiones eléctricas internacionales	131
4.4.2	Promover la internacionalización del gas natural	132
4.4.3	Identificar alianzas para el desarrollo logístico y de infraestructura intermodal y de puertos	133
4.5	Objetivo 5. Mantener los ingresos y viabilizar la transformación productiva y generación de valor	135
4.5.1	Mantener ingresos y aporte regalías para el desarrollo nacional y regional	137
4.5.2	Adelantar los ajustes macroeconómicos y la transformación productiva	141
4.5.3	Promover la generación de clústeres alrededor de la industria energética y la obtención del “shared value”	142
Parte II: Objetivos transversales para el sector energético		146
4.6	Objetivo 6. Vincular la información para la toma de decisiones y contar con el conocimiento, la innovación y el capital humano para el desarrollo del sector	147
4.6.1	Información: nueva forma para abordar su gestión	147
4.6.2	Conocimiento e innovación	150
4.6.3	Capital humano para el desarrollo energético	151
4.7	Objetivo 7. Consolidar la institucionalidad y avanzar en mayor eficiencia del Estado y la regulación.....	153
4.7.1	Reforma institucional	153
4.7.2	Regulación	154
4.7.3	Incorporar consideraciones ambientales y sociales en los planes y proyectos sectoriales e integración de los requerimientos energéticos en los planes de ordenamiento territorial	156
4.7.4	Construcción de proyectos de manera eficiente y efectiva	160
5	ALGUNOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2050.....	163
5.1	Escenario Base	164
5.2	Escenarios Alternativos.....	170
ANEXO: LA PLANEACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA		180

Los propósitos de rigor de un Plan Energético Nacional, PEN 183

1 INTRODUCCIÓN

“LA MEJOR FORMA DE PREDECIR EL FUTURO ES CONSTRUYÉNDOLO”

Peter Drucker

En este documento se presentan algunas ideas sobre el desarrollo futuro del sector energético colombiano que pueden servir de base para la elaboración e implementación de una política energética. El documento hace las veces de un Plan Energético Nacional, 2014 – 2050, pero sin tener estructurados los mapas de ruta para los objetivos propuestos. Esto deberá hacerse en asocio con el Ministerio de Minas y Energía. De esta manera, hemos encontrado conveniente denominarlo Colombia: Ideario Energético 2015, pues en él se señalan pautas y líneas de acción recomendables¹.

El documento inicia con una revisión de las tendencias internacionales en materia energética, de los cambios técnicos y de negocios que se han venido presentando para garantizar la seguridad del suministro con una canasta diversificada y precios competitivos; aumentar la cobertura y reducir la pobreza energética; aportar al crecimiento de las economías y desarrollo de poblaciones y regiones; facilitar la introducción de las nuevas fuentes y tecnologías energéticas, de control, información y telecomunicaciones; y minimizar los impactos negativos al ambiente con la construcción de un sistema sostenible hasta donde ser posible. Podemos afirmar que los cambios que se comenzaron a dar en la búsqueda de una mayor eficiencia a finales de la década del siglo anterior, se profundizarán y modificarán la canasta energética y la forma de hacer los negocios en un sector poco acostumbrado a innovaciones radicales.

El capítulo tres hace un análisis de la relación Economía – Energía en Colombia, a partir de la actual coyuntura económica internacional, la macroeconomía colombiana, la situación actual y perspectivas del mercado de los hidrocarburos, y la construcción de escenarios a mediano plazo, que cuantifiquen el impacto estructural de la fuerte desaceleración que los precios de los hidrocarburos han tenido en el segundo semestre de 2014, en un nuevo entorno económico caracterizado por la reactivación y fortalecimiento de la economía de Estados Unidos, la desaceleración de los mercados emergentes, el aumento de la percepción de riesgo de Latinoamérica, y la apreciación del dólar en los mercados financieros.

¹ Aporte del doctor Luis Ignacio Betancur, de enero 26 de 2015: “Alejandro López I.C. (Ingeniero Civil y así firmaba siempre), fue también analista económico, por estudios que hizo en Londres en los años 30 del siglo XX, bajo la influencia de Keynes. Entre sus escritos, el IDEARIUM LIBERAL de 1931, tuvo la importancia de examinar la situación social y económica de Colombia y enunciar una serie de cambios muy profundos que, en su sentir, deberían adoptarse en el país.”

“Este libro apareció cuando el Presidente era Alfonso López Pumarejo, con quien Alejandro había compartido trabajo en la Embajada en Londres (no eran parientes). El Presidente López había sido elegido con un programa de reformista bastante radical para la época; lo interesante es que las pautas expuestas en el IDEARIUM coincidían con sus propias ideas. Así las cosas, lo que eran unos lineamientos de política, propuestos por un particular, al ser acogidos en buena parte por el Presidente se convirtieron en la Política oficial.”

A partir del análisis detallado de la contribución de los hidrocarburos, el carbón y la energía eléctrica en la económica nacional, considerando una revisión amplia de literatura y en particular relacionada con las implicaciones de la caída de los precios del petróleo, las previsiones económicas de corto y largo plazo, el punto de vista de la Academia y expertos nacionales, y las críticas y recomendaciones de política provenientes de los organismos multilaterales (OCDE, FMI, Banco Mundial) y entidades gubernamentales expertas en el tema energético (EIA) el capítulo propone una senda de crecimiento y la recomposición de la estructura productiva para el país, con una visión de largo plazo.

El capítulo cuarto, plantea los objetivos propuestos para una política energética al 2050, con el propósito de lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones. Se proponen cinco objetivos específicos focalizados a contar con una oferta energética diversa y confiable, y con una demanda con precios eficientes y metas de eficiencia energética, con una prestación universal de servicios, una mayor integración energética regional y mundial y con opciones de generación de valor alrededor del sector energético. De igual forma se formulan dos objetivos transversales, necesarios para contar con la información, conocimiento y recurso humano, así como para desarrollar y armonizar el marco institucional y de esta manera facilitar la implementación de la política energética nacional.

El nuevo escenario de precios del petróleo debe ser una oportunidad para corregir las distorsiones y fallas que aún subsisten y preparar el camino para una transición hacia un sistema que apoye el crecimiento verde y sea más sostenible y nos permita entrar a formar parte de los países con sistemas energéticos más sofisticados, economías más productivas y sociedades más igualitarias.

En el capítulo quinto se ofrecen una serie de escenarios de composición de canasta energética en el 2050 que incorporan de manera separa los diferentes cambios técnicos que se pueden esperar.

Finalmente en un anexo, se hace una corta revisión de los Planes Energéticos anteriores.

Para la elaboración de este documento se realizó una amplia revisión de la literatura internacional y nacional y se contó con los trabajos que adelantó la Unidad en los último años para la elaboración de los diferentes planes y con estudios de consultoría que apoyaron nuestra labor de planeación y suministro de información a los agentes del sector. Igualmente se revisaron los planes anteriores, especialmente el Plan 2010 – 2023. También se recibieron comentarios de los agentes, los cuales tratamos de responder y acoger.

Esperamos que además de aportar insumos importantes para la política energética nacional, la lectura de este documento plantee retos interesantes para los agentes del sector.

2 EL PANORAMA ENERGÉTICO INTERNACIONAL: LAS NUEVAS TENDENCIAS ENERGÉTICAS

En los últimos años estamos viendo cambios importantes en los sistemas energéticos que llevarán a canastas energéticas más diversificadas con tendencia a incorporar energéticos y tecnología más limpias, a propiciar mejores usos de la energía y a contar nuevas formas de hacer negocios. Las preocupaciones por la seguridad del suministro energético, por reducir los impactos sobre el medio ambiente, mejorar las condiciones de adaptabilidad a los cambios del clima y por incorporar elementos de competencia en la entrega de los servicios energéticos hacia una mayor eficiencia; unido a los desarrollos en las tecnologías de información, comunicaciones y a las metodologías de control y monitoreo han producido resultados interesantes.

Un aspecto importante a señalar es que en el mundo ha venido tomando fuerza desde hace ya algunos años algo que se ha dado en llamar la “transición energética”² (energiewende³ en alemán). Algunos la definen⁴ como “un conjunto significativo de cambios en los patrones de uso de la energía en una sociedad, afectando los recursos, los portadores, los equipos y los servicios energéticos”. Esta transición está caracterizada por un cambio hacia energías renovables como principal medio de producción energética, reduciendo progresivamente la producción con combustibles fósiles y carbón. Varios países como Alemania siguen con el propósito de desmontar el parque nuclear.

El motivador principal ha sido la preocupación de los países desarrollados por el cambio climático y la producción de dióxido de carbono (CO₂) como aporte principal a la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero. La seguridad de la oferta energética y la diversificación de la canasta son un segundo motivador, debido principalmente a aquellas corrientes que consideran que estamos muy cercanos a llegar al pico de la producción petrolera y que estaríamos próximos a entrar en una fase declinante.

También se ha visto cada vez más la dificultad de continuar renovando y expandiendo la red de transmisión (obsoleta en muchos países) debido a los costos, problemas de servidumbres y oposición a su construcción, por los impactos que generan, muchos de ellos no claramente identificados. Se ha buscado así un cambio de la producción centralizada y alejada de los puntos de consumo a una producción o generación distribuida, cercana a estos, y de tamaño pequeño. Esto implica que el número de actores en el mercado aumentará considerablemente, siendo necesario un cambio en la forma de operar y conectar los sistemas eléctricos. Se está pues caminando hacia una democratización en la producción energética.

²http://www3.weforum.org/docs/WEF_EN_EnergyVision_Report_2013.pdf,
<http://www.gmfus.org/programs/climate-energy/energy-transition-forum/>
<http://www.energytransition.msu.edu/>.

³ <http://energytransition.de/>.

⁴ Energy Transitions, Peter A. O'Connor, THE PARDEE PAPERS / No. 12/ November 2010, Boston University.

Esta transición se está presentando también para el sector de transporte de carga y pasajeros. Un modelo que favorece vehículos individuales no es sostenible, debido al alto consumo de energía per cápita y la necesidad de espacio vial. Los niveles de congestión en las ciudades van constantemente en aumento, lo que incrementa los tiempos de viaje y la contaminación del aire (CO₂ y material particulado), causando deterioro de la calidad de vida y sobrecostos para la salud y la economía. Las tendencias muestran un cambio hacia vehículos híbridos y eléctricos y se esperaría que en el largo

plazo el hidrógeno se convierta en una alternativa viable. Diferentes análisis muestran la necesidad de cambiar hacia modos como el transporte masivo de pasajeros (bus rapid transit systems), uso compartido del vehículo privado, y modos alternos como la bicicleta y la motocicleta.

La preocupación por la sostenibilidad de los sistemas ha hecho que se presente un entusiasmo renovado por la eficiencia energética en los discursos de política. Los cambios en los sistemas de transporte apuntan también a generar aumentos de eficiencia en toda la cadena.

Otra línea de trabajo muy importante en los países desarrollados es la captura y

almacenamiento de CO₂⁵. Hay también trabajo sobre mercados voluntarios de carbono⁶.

Alemania es el principal exponente de este nuevo modelo. En ese país se han tomado una serie de medidas legislativas tendientes a realizar la transición. Se han fijado metas de reducción de gases de efecto invernadero del 80-95% para el 2050, 60% de participación de renovables en el sector eléctrico, y aumento de los niveles de eficiencia en el mismo sector al 50%. Todo esto va acompañado de incrementos significativos en la I&D. Se tienen estudios sobre la posibilidad de tener un sistema eléctrico 100% renovable⁷.

1 IEA, VISIÓN AL 2035

Al 2035 el mundo estará consumiendo un tercio más de la energía que consume actualmente. La demanda eléctrica aumentará en dos terceras partes. El centro de gravedad del consumo energético cambiará a países como China, India y Brasil. Entre los tres acumularán más del 90% del crecimiento de la demanda. Mil millones de personas no tendrán acceso a la electricidad, y 2700 millones no tendrán acceso a combustibles limpios para cocción y calentamiento, principalmente en Asia y África sub-sahariana

IEA, World Energy Outlook 2013

⁵ <http://www.ccsassociation.org/>.

⁶ State of the voluntary carbon markets, 2013, Bloomberg New Energy Finance, Ecosystems Marketplace.

⁷ Pathways towards a 100 % renewable electricity system, German Advisory Council on de Environment, Oct 2011.

En el área de transporte han tomado medidas hacia vehículos híbridos y eléctricos y crearon el Programa Nacional de Innovación para el Hidrógeno y las Celdas de Combustible⁸. La producción energética con biomasa es también una línea fuerte de investigación⁹. Si bien estos propósitos de transición han tenido dificultades en su implementación y resultados no deseables en la producción de emisiones de CO₂, el gobierno persiste en refinar las estrategias para lograr las metas trazadas.

Estados Unidos, por su parte, ha realizado esfuerzos grandes hacia la transición. Las líneas del Plan¹⁰ muestran un esfuerzo por modificar patrones de consumo, ir hacia la generación con renovables (tienen pensado ir hacia la eólica en el mar), utilizar la bioenergía, implantar el transporte con electricidad y mejorar la eficiencia de la flota vehicular (programa TIGER¹¹). También han hecho esfuerzos considerables por adaptar el sistema de distribución eléctrico, invirtiendo en tecnología para redes inteligentes¹² a través del ARPA-E¹³. Las medidas de eficiencia energética cubren todos los portadores energéticos y los usos. En cuanto a suficiencia energética, los programas para uso de gas y crudo no convencionales han llevado a EEUU a dejar de ser importador y lograr el autoabastecimiento. Esos programas han generado un interés en el resto del mundo por el aprovechamiento de este tipo de fuentes. Esto podría significar un aumento en producción de combustibles fósiles, dependiendo de cómo evolucionen sus costos de producción. Sin embargo las técnicas usadas en los procesos de fractura hidráulica (fracking) han generado enorme resistencia y rechazo por parte de sectores pro-ambientalistas. Otra línea de política es el estímulo a la energía nuclear, mediante nuevos marcos regulatorios.

Inglaterra también ha empezado su transición energética. Ha adoptado documentos de política para la eficiencia energética¹⁴, para la seguridad en el suministro¹⁵, para las energías renovables¹⁶, y para la captura de carbono¹⁷. Se creó una oficina dedicada a la implantación de proyectos de eficiencia energética, la “Energy Efficiency Deployment Office”. El programa de casas de cero emisiones¹⁸ lleva ya años de implementación en el reino Unido. Se han diseñado políticas para apoyar el mercado financiero de EE, programas de investigación para la innovación en EE¹⁹, la promoción de nodos de conocimiento en EE, y programas de normalización y auditoría energética.

⁸ <https://www.h2euro.org/latest-news/hydrogen-hits-the-roads/status-report-for-german-national-innovation-programme-for-hydrogen-and-fuel-cell-technology>

⁹ National Research Strategy BioEconomy 2030, Our Route towards a biobased economy, Federal Ministry of Education and Research (BMBF), Bonn, Berlin, 2011.

¹⁰ BLUEPRINT FOR A SECURE ENERGY FUTURE. The White House, March 2011.

¹¹ <http://www.dot.gov/tiger>.

¹² WHAT A SMART GRID MEANS TO OUR NATION'S FUTURE, Your stake as a policymaker, US DOE, www.smartgrid.gov.

¹³ <http://arpa-e.energy.gov/>.

¹⁴ The Energy Efficiency Strategy: The Energy Efficiency Opportunity in the UK, November 2012, Department of Energy and Climate Change.

¹⁵ Energy Security Strategy, November 2012, Department of Energy and Climate Change.

¹⁶ UK Renewable Energy Roadmap, July 2011, Department of Energy and Climate Change.

¹⁷ CCS Roadmap, Supporting deployment of Carbon Capture and Storage in the UK, April 2012.

¹⁸ <https://www.gov.uk/government/consultations/next-steps-to-zero-carbon-homes-allowable-solutions>.

¹⁹ <https://www.gov.uk/innovation-funding-for-low-carbon-technologies-opportunities-for-bidders>.

En lo que respecta a seguridad energética, se han enfocado en el refuerzo de los mercados energéticos internacionales, medidas en caso de interrupciones de suministro, modernización las redes para garantizar su confiabilidad y disponibilidad, entre otras.

En cuanto a energías renovables esperan suplir el 15% de la demanda con este tipo de fuentes para el año 2020; no sólo en lo que a electricidad se refiere, sino también considerando la demanda de calor y los combustibles para transporte. Esperan enfocarse en eólica (marina y terrestre), energía mareomotriz, electricidad de la biomasa, calor de la biomasa, mejora en las bombas de calor con portadores renovables, y transporte con biocombustibles, electricidad e hidrógeno. Con relación a las redes inteligentes, se modificó el sistema tarifario para poder remunerar la innovación necesaria para adaptar las redes al nuevo ambiente de generación y almacenamiento distribuido. El proyecto se llamó “RIIO, a new way to regulate energy networks”. En octubre de 2010 se tomaron las decisiones finales por parte de OFGEM²⁰

En captura de carbono, van a dedicar mil millones de libras esterlinas a un programa de comercialización. También se enfocarán en la identificación y levantamiento de barreras, y acondicionamiento del sector eléctrico para este aspecto. Un punto importante es el desarrollo del marco regulatorio para el almacenamiento del carbono.

2.1 LA TRANSICIÓN Y SU FACTIBILIDAD: UNA SUMA DE POSIBILIDADES Y COSTOS

De los esfuerzos que se han hecho para estimular esa transición hacia un modelo distribuido, de bajo impacto ambiental, con mayor diversidad y asequibilidad, se puede extraer una conclusión: el cambio implica un costo. Qué tan grande es ese costo, o cuáles sus beneficios, no está todavía claro, dadas las condiciones tecnológicas, políticas y sociales. Existen diversos escenarios futuros al respecto:

1. Greenpeace y el Global Wind Energy Council estiman que a nivel mundial es factible sacar de la balanza eléctrica el 80% de la energía fósil y eliminar la nuclear²¹. El 70% de la electricidad provendría de fuentes renovables al 2050. Para esa fecha el total de la energía primaria sería renovable. El escenario contempla aumentos en la eficiencia energética, en forma tal que la demanda total de energía primaria se reduciría de 435000 PJ a 422000 PJ anuales.
2. Jacobson y Delucchi²² desarrollan un escenario en el que todas las necesidades de energía del mundo pueden ser satisfechas con fuentes renovables al 2030. Turbinas eólicas de 5 MW, plantas solares concentradoras de 300 MW, plantas solares fotovoltaicas de 300 MW, sistemas residenciales solares de 3 kW, plantas geotérmicas de 100 MW, plantas hidráulicas de 1300 MW, dispositivos de olas de 750 KW, y turbinas mareomotrices de 1 MW conforman el parque de un sistema futuro que utiliza que usa electricidad y celdas de combustible para sus necesidades energéticas.

²⁰ Transmission Infrastructure in GB Regulatory framework for current and future needs, Kersti Berge, Partner for Transmission, Ofgem, 1 October 2013, y también RIIO, Final decision, Oct 2010, Ofgem.

²¹ Energy (R)evolution, A Sustainable World Energy Outlook, 2012, Greenpeace, GWEC, EREC.

²² Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials Mark Z. Jacobson, Mark A. Delucchi, Energy Policy 39 (2011).

3. El World Wildlife Fund for Nature, WWF, establece en su documento The Energy Report²³ la siguiente visión: “Para el 2050 podremos obtener toda la energía que necesitamos a partir de fuentes renovables. Esa transición no sólo es factible, sino costo-efectiva, entregando energía asequible para todos, y produciéndola en forma sostenible para el planeta y nuestra economía global.”
4. El laboratorio de energías renovables de Estados Unidos (NREL) produjo un análisis de escenarios²⁴ el cual contempla que la producción de electricidad de EEUU podría provenir en cuatro quintas partes de fuentes renovables.
5. La IEA, en su última proyección²⁵, estima que al 2040, la producción energética estará distribuida en cuatro cuartas partes: petróleo, gas, carbón y renovables. Su factibilidad está anclada en el parque energético actual, que no es fácil de cambiar. Renovar infraestructura es un proceso sumamente costoso.

Como se puede ver, cada uno de estos futuros involucra un cambio fundamental en la forma en que se manejan los recursos energéticos y en cómo se aprovechan. Es un cambio consentido, es una nueva actitud frente a la forma como se produce, se comercializa y se usa la energía; aunque no sea fácil de implantar. El escenario de precios bajos del petróleo ofrece una buena oportunidad para trazar o refinar las avenidas de estos cambios técnicos y transaccionales.

En el mediano plazo los avances en la extracción de combustibles fósiles hacia yacimientos no convencionales parecen darle la razón a aquellos que señalan que el pico de la producción de petróleo, no aparece tan claro en el horizonte energético como hace algunos años. Esto explica la trayectoria creciente de la producción de petróleo en los últimos años (Gráfica 2-1). Los crudos en yacimientos no convencionales, petróleo y gas, están marcando un cambio en el curso que llevaba la tendencia de la transición de los sistemas energéticos.

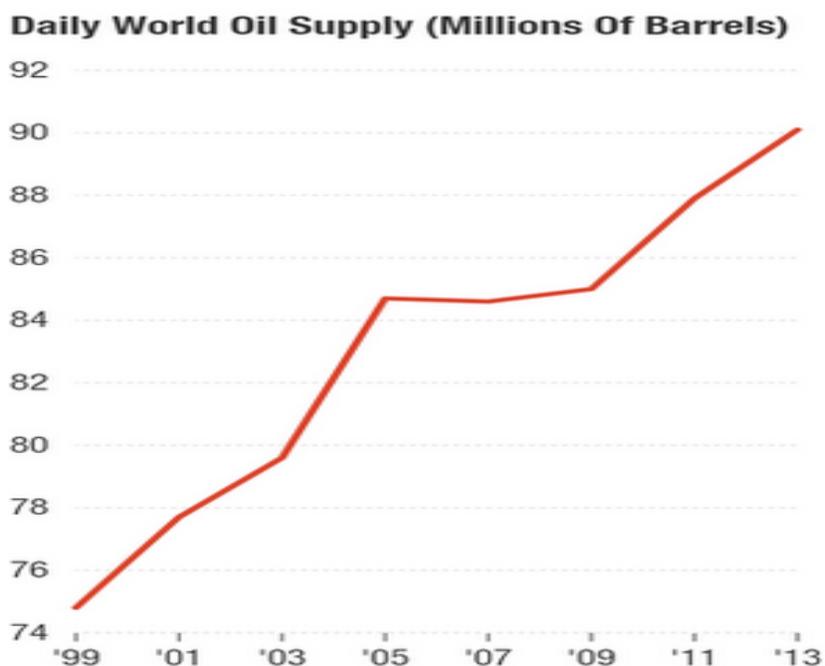
Es innegable que las energías renovables han venido penetrando en forma pronunciada en el mercado gracias a los estímulos gubernamentales, que apuntaron a reducir sus costos de producción. Estas energías, al menos la eólica y la solar, están en un punto que pueden considerarse maduras: costos de fabricación decrecientes, tecnología mejorada y eficiente, mecanismos de comercialización favorables ayudan a que las renovables alcancen “paridad de red”.

²³ The Energy Report, 100% Renewable Energy by 2050.

²⁴ NREL, Renewable Electricity Futures Study, Executive Summary , ai, T.; Sandor, D.; Wisner, R.; Schneider, T (2012).

²⁵ IEA World Energy Outlook 2014.

Gráfica 2-1 Oferta mundial histórica de Petróleo



NPR/U.S. Energy Information Administration

Fuente de datos: <http://peakoil.com/generalideas/predictions-of-peak-oil-production-prove-slippery>
 Fuente de Gráfica: <http://peakoil.com/generalideas/predictions-of-peak-oil-production-prove-slippery>

No obstante, los esfuerzos por mejorar las técnicas de producción de hidrocarburos, la recuperación mejorada, y las técnicas de fractura hidráulica han generado nuevas expectativas que podrían equiparar los progresos en las renovables. Más aún, un nivel de precios bajos del crudo y el gas sostenido en el tiempo puede dar al traste con la industria solar y eólica y frenar los esfuerzos en I&D de las otras fuentes. La industria del petróleo presiona la legislación y reglamentación para evitar perder su mercado. Este esfuerzo se apoya en los efectos negativos en los empleos que se perderían y el aumento de costo al girar hacia renovables.

La decisión política es además muy sensible a los gobernantes de turno. Australia viene dando un giro en su actitud frente a las renovables, y ha centrado su desarrollo energético en el carbón²⁶. El país líder en la transición, Alemania, es objeto constante de críticas tanto internas como externas sobre la coherencia y conveniencia del ENERGIEWENDE²⁷.

En resumen, no todo está resuelto y dicho en lo que a la transición se refiere.

²⁶ Australia Review Chills \$20 Billion Clean-Energy Industry, Mike Anderson, James Paton and Jason Scott Aug 20, 2014, Bloomberg.

²⁷ Sunny, windy, costly and dirty, The Economist, Ene. 18, 2014.

<http://www.economist.com/news/europe/21594336-germanys-new-super-minister-energy-and-economy-has-his-work-cut-out-sunny-windy-costly>.

2.2 LOS ESCENARIOS DE ENERGÍA Y TRANSPORTE DE LA UNIÓN EUROPEA²⁸

La Unión Europea desarrolló un escenario de largo plazo, con horizonte hasta el año 2050, sobre el sector energético y de transporte con énfasis en el impacto ambiental y las emisiones de gases de efecto invernadero. Este es un ejercicio de escenarios tradicional, con análisis estadístico y proyecciones matemáticas de las variables relevantes.

Para realizar el ejercicio se supuso un PIB de 1.6% del 2015 al 2030 y 1.4% de ahí en adelante. La población estimada muestra una tasa de crecimiento monótonicamente decreciente entre 0.29 y -0.08%. La estructura económica muestra crecimiento importante en el sector servicios, con una participación que va del 75% hasta el 78% al final del horizonte. Los precios del crudo van desde los US\$110/BEP hasta US\$140/BEP en 2050. Los precios del gas van de US\$65/BEP hasta US\$81/BEP en 2050 con un pico de US\$85/BEP en 2040. Los precios de carbón crecen desde los US\$30/BEP hasta US\$40/BEP.

Con respecto a los supuestos tecnológicos, se incluyen aumentos de eficiencia energética, incremento de energías renovables tanto centralizadas como descentralizadas, plantas de carbón de casi cero o cero emisiones, captura y uso de CO₂, generación nuclear de 3a y 4a generación, redes inteligentes, sistemas de transmisión avanzados, transporte de pasajeros y de carga híbridos y eléctricos y mejora en los motores convencionales. Sobre los costos de las tecnologías para generación, el escenario comprende reducciones considerables en todas las energías renovables, con énfasis en: eólica mar adentro, geotérmica y solar pasiva, con reducciones de 37%, 38% y 53% respectivamente.

Los resultados muestran mejoras sensibles de eficiencia, debidas a las políticas y directivas planteadas en la Unión Europea, las cuales son exhaustivas y comprenden todos los modos y usos finales, así como estrategias educativas. El resultado agregado en toda la cadena energética muestra mejoras de más del 20% con respecto al año 2007.

Sobre las energías renovables, se simularon las metas obligatorias establecidas para los países miembros. Se observan aumentos considerables en las participaciones de las renovables. En el sector de electricidad, la participación aumenta del 35% a 50%. En el sector de calentamiento y enfriamiento pasa del 21% al 27% y en el sector transporte del 10 al 14%. En total se observa un crecimiento de la participación de renovables del 21% al 29% en todo el horizonte a 2050.

Sobre los parámetros agregados, se observa que la combinación de uso de renovables y medidas de eficiencia resulta en una reducción de la intensidad energética. Mientras que el PIB crece monótonicamente en todo el horizonte, el consumo de energía permanece prácticamente constante, y con tendencia a disminuir al final del período. La reducción en la intensidad energética es de un poco menos del 50% en el periodo 2010-2050.

En el sector transporte se observa quiebre de tendencia en el 2030. Hasta esa fecha la demanda crece, y después del 2030 permanece estable, en parte debido al cambio de actividad económica hacia el sector servicios.

²⁸ EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050. Reference Scenario 2013. European Commission.

El modo aéreo es el que más crecimiento presenta durante el período de análisis. En lo que respecta a vehículos particulares, se observa tendencia al decrecimiento, explicado por dos razones: la saturación del mercado (carros por habitante) y el nivel de congestión creciente. Los vehículos de dos ruedas (bicicletas y motos) muestran aumento. Durante todo el horizonte se observa en general aumentos de eficiencia, en algunos casos de hasta 40%, motivados principalmente por el aumento en los costos de los combustibles. Si bien los combustibles alternos empiezan a penetrar, los combustibles dominantes siguen siendo los derivados del petróleo, a pesar de que la participación de la gasolina baja del 26 al 11% debido al incremento del uso de combustibles alternos (biocombustibles, electricidad y gases combustibles). El diésel permanece constante.

En lo que respecta a portadores energéticos para generación eléctrica, se observa un cambio de fósiles hacia fuentes renovables. El viento, el sol y la biomasa son los que presentan mayores tasas de crecimiento. La eólica aumenta su participación en la canasta de 5% a 26% en 2050. La solar pasa del 1% al 9% y la biomasa del 4% al 8%. Esto hace que los fósiles (carbón petróleo y gas) bajen del 77% al 47%. El cambio en la canasta se explica por las reglamentaciones y metas ambientales y de reducción de CO₂, los costos decrecientes de la tecnología y los esquemas de apoyo gubernamental a las renovables.

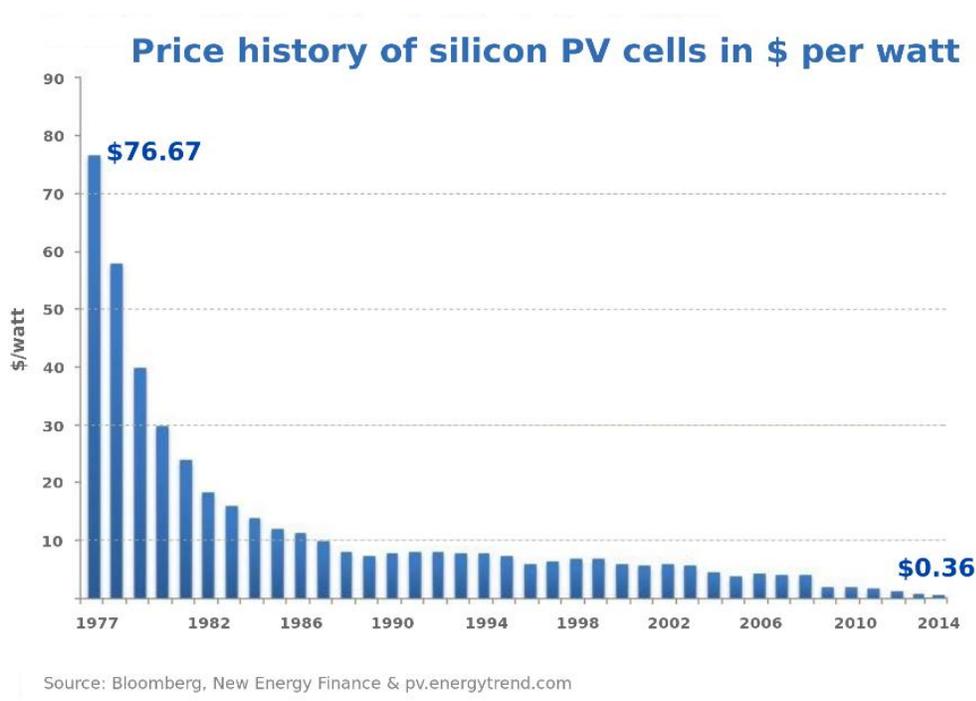
2.3 EL MERCADO CERCANO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES²⁹

Si bien cambiar el parque existente del sistema energético actual es una labor de muy largo plazo y que genera resultados a veces marginales, la actividad económica año a año es impactada fuertemente por la tendencia a invertir en tecnologías renovables dadas las metas de reducción de impacto ambiental, los apoyos gubernamentales y el gasto en I&D que ha resultado en costos decrecientes para todas las tecnologías. El estudio en referencia hace una proyección de corto plazo sobre las tendencias del mercado, que permiten hacer inferencias sobre el rumbo del sector energético en lo que a oferta tecnológica se refiere. Los principales resultados se resumen a continuación.

La inversión en renovables decreció en el último bienio. El año 2011 fue record. Este decrecimiento se explica por los costos decrecientes en el equipamiento solar. Es decir, si bien la cantidad anual de equipos instalados aumentó (de 31 GW en 2012 a 39 GW en 2013), sus costos si han venido decreciendo en forma permanente (Gráfica 2-2)

²⁹ Global Trends in Renewable Energy Investment 2014, Frankfurt School y UNEP
<http://www.fs-unesp-centre.org>

Gráfica 2-2 Evolución del precio de las celdas fotovoltaicas



Fuente de datos: Bloomberg³⁰
Fuente de Gráfica: Bloomberg

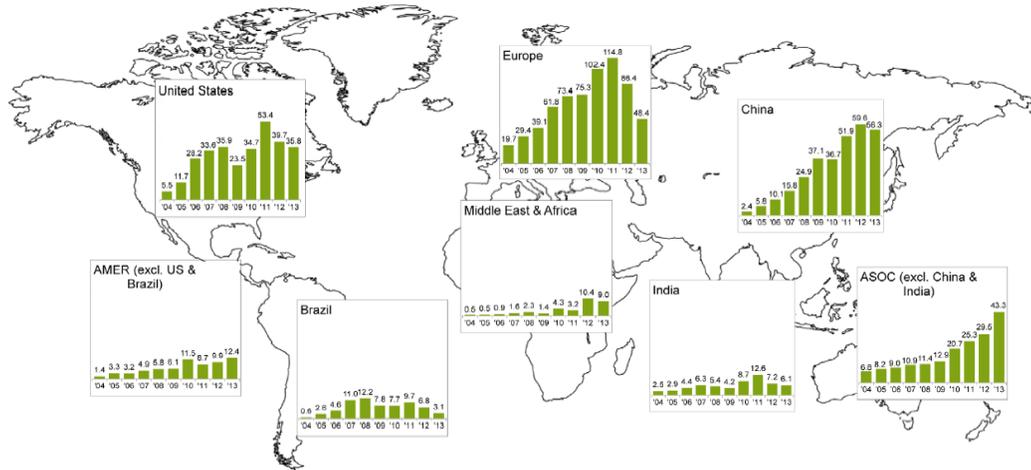
Los costos de la energía eólica mar adentro han venido decreciendo mientras que su eficiencia ha venido en aumento, lo cual se combina para generar aumentos en instalaciones, aún en regiones que no contemplan subsidios ni esquemas de apoyo. Las nuevas adiciones de capacidad en renovables han llegado a niveles superiores al 40% del total, sin incluir la energía hidráulica. En cuanto a los desarrollos por región, se observa la concentración de las inversiones en el hemisferio norte (Gráfica 2-3). En América Latina, los niveles aún son muy bajos, lo que permite suponer que en un futuro cercano sea factible que se incrementen significativamente las inversiones en instalación de fuentes renovables, dependiendo eso sí de las políticas específicas en cada país.

En la financiación de activos por tipo de tecnología, se aprecia la concentración en solar y eólica (. Las demás tecnologías no llegan al 15%. La biomasa y los biocombustibles han terminado sufriendo de vaivenes en los recursos financieros y el apoyo estatal, lo cual es indicativo de que la tecnología aún no está madura y de que persisten barreras y asimetrías aún no superadas. Los costos de la eólica en tierra firme han caído 15%, y los de las celdas cristalinas en 53% desde el 2009. Esto ha hecho que se incremente la competitividad de esas dos tecnologías. Ahora bien, la situación reciente de caída en los precios del petróleo puede revertir estas condiciones. Sobre las pequeñas instalaciones tipo personal (user-scale) se ha visto decrecimiento reciente, después de seis años de crecimiento continuo. Esta situación puede considerarse contingente dado que varios países han empezado a desmontar sus esquemas de apoyo debido a la madurez tecnológica alcanzada. En Japón, donde persisten apoyos gubernamentales, se ha generado el mercado más grande.

³⁰ Tomado de Forbes
<http://www.forbes.com/sites/peterdiamandis/2014/09/02/solar-energy-revolution-a-massive-opportunity>

Gráfica 2-3 Evolución de la Inversión en fuentes renovables por región

FIGURE 11. GLOBAL NEW INVESTMENT IN RENEWABLE ENERGY BY REGION, 2004-2013, \$BN

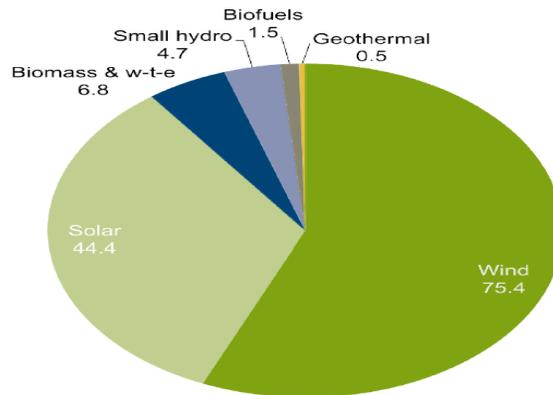


New investment volume adjusts for re-invested equity. Total values include estimates for undisclosed deals.
Source: UNEP, Bloomberg New Energy Finance

Fuente de datos: UNEP, Bloomberg Y New Energy Finance³¹
Fuente de Gráfica: Bloomberg

Gráfica 2-4 Financiación de activos por tipo de tecnología

FIGURE 8. ASSET FINANCE OF RENEWABLE ENERGY ASSETS BY SECTOR, 2013, \$BN



Total values include estimates for undisclosed deals
Source: UNEP, Bloomberg New Energy Finance

Fuente de datos: UNEP, Bloomberg Y New Energy Finance³²
Fuente de Gráfica: Bloomberg

³¹ Tomado de Global Trends in Renewable Energy Investment 2014, Frankfurt School y UNEP
<http://www.fs-unep-centre.org>

³² Tomado de Global Trends in Renewable Energy Investment 2014, Frankfurt School y UNEP
<http://www.fs-unep-centre.org>

La Agencia Internacional de Energía (IEA), en su hoja de ruta para energía solar fotovoltaica ³³ estima que para el 2050 la participación de este tipo de fuente llegará al 11% a nivel mundial y que hacia el 2020 habrá “paridad de red”, es decir, que los costos de la solar fotovoltaica serán comparables y competitivos con los precios de la electricidad en red. Los asuntos a considerar van desde aspectos técnicos y de mercado para integrar la solar a las redes de distribución, hasta el desarrollo de capacidad técnica humana que permita la penetración de estas tecnologías en todos los países, no sólo en los desarrollados. Los esquemas de financiamiento del equipamiento han venido innovando en forma rápida. Por ejemplo, SolarCity en los EE.UU. tiene alternativas de leasing en varias ciudades de California.

EPIA³⁴ ha desarrollado escenarios de corto plazo en los que prevé que la instalación de equipo en Europa entre 2014 y 2018 podría ser de entre 37,5 GW (escenario bajo) hasta 74,5 GW (escenario alto). El escenario medio ronda por los 55 GW. Con estos estimados, la capacidad instalada estaría entre 120 GW y 156 MW en 2018.

El mapa de ruta para la energía eólica de la IEA³⁵ estima que en 2050 el 12% de la energía será generada con viento, lo que implica llegar a una capacidad instalada de 2016 GW, con una instalación promedio anual de 47 GW. La tecnología más promisoría la constituye la eólica mar adentro. La IEA estima que los costos podrían bajar en un 38%. Los desarrollos recientes han mostrado un impulso fuerte en este tipo de plantas, con desarrollo de equipamiento eléctrico subacuático y redes de transmisión sumergidas.

El Global Wind Energy Outlook³⁶ por otra parte desarrolló tres escenarios que muestran que la capacidad instalada a 2050 oscilaría entre 1.684 GW (escenario “nuevas políticas”), 2.672 GW (escenario “moderado”) y 4.042 GW (escenario “avanzado”).

2.4 EL TRANSPORTE Y SUS ESTIMATIVOS DE LARGO PLAZO

El sector transporte es uno de los principales consumidores de energía en prácticamente todas las economías. El modelo actual de desarrollo está íntimamente ligado a la movilidad, y sólo en economías avanzadas enfocadas en el sector servicios existe algún nivel de desacople entre movilidad y desarrollo.

Los estimativos en este sector se vuelven entonces determinantes en el perfil de los futuros sistemas energéticos. Pero estimar un futuro posible involucra variables diversas, como población, desarrollo económico, modos de transporte, tipos de transporte, índices de movilidad, combustibles y portadores utilizados, tipos de equipamiento, entre algunos determinantes.

³³ Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy, IEA.

³⁴ European Photovoltaic Industry Association, Global Market Outlook 2014-2018.

³⁵ Technology Roadmap - Wind Energy, IEA.

³⁶ Global Wind Energy Outlook 2014, Greenpeace y Global Wind Energy Council.

Las aproximaciones tradicionales “técnico-determinísticas” prevalentes en este sector están perdiendo utilidad dada la velocidad de los cambios tecnológicos y sociales así como las presiones de los sectores ambientalistas sobre la contaminación (apreciada como excesiva) generada por el sector.

Existen estudios que pretenden desarrollar visiones futuras de los sistemas de transporte. Mostramos aquí en primera instancia el realizado por Deloitte en conjunto con la Transportation Research Board³⁷, a través de un foro con especialistas del sector en 2012. El estudio muestra tres frentes para el desarrollo de los sistemas de transporte del futuro, o como lo acuñan, “de la era digital”, en razón al uso intensivo de tecnologías de la información y comunicación. El primero, *Optimización del desempeño de las redes de transporte* requiere de acciones tales como:

- Cambiar la cultura de los gestores oficiales de “constructores de infraestructura” a “gerentes de redes de transporte”
- Desarrollar herramientas para planear viajes multimodales
- Apalancar el uso de datos de tráfico en tiempo real
- Volver los datos de transporte de acceso público
- Rediseñar los modelos de negocio del sector

El segundo frente, *“Desarrollar una visión de red”*, requiere:

- Desarrollar legislación y reglamentación que promueva la colaboración público-privada
- Cambiar las formas de medición, para pasar de número de vehículos a número de pasajeros
- Promover nuevos mecanismos de pago multimodal que permitan fácil y rápida transferencia entre modos
- Atar los mecanismos de financiación de los sistemas a su desempeño

El tercer frente, *“Sentar las bases para la nueva generación de vehículos y servicios de movilidad”* requiere:

- Levantar barreras legales y regulatorias para los nuevos servicios de movilidad
- Asegurar la privacidad de los ciudadanos conectados a la red
- Garantizar la seguridad del sistema de información y comunicación
- Poner en marcha la legislación y regulación de vehículos sin chofer
- Implementar mecanismos de cobro variable para vías y parqueaderos

Los sistemas de transporte y de servicios de movilidad del futuro serán entonces masivamente conectados en redes con tecnologías de información y comunicación, con tarificación dinámica que balancee la oferta y demanda de servicios, centrados en las necesidades y prioridades del usuario, integrados en diferentes modos, es decir multimodales y basados en nuevos esquemas de colaboración público-privada

³⁷ Digital Age Transportation: The Future of Urban Mobility, Deloitte University Press.

Otra metodología que se ha usado para explorar el futuro de los sistemas de transporte es la de análisis de escenarios, en la cual se construyen historias sobre un conjunto pequeño de posibles futuros que contemplan una variedad de alternativas determinadas por el cambio en las fuerzas motoras que gestan el nuevo entorno. Son historias factibles de futuros diferentes. El Rudin Center³⁸ creó un conjunto de 4 escenarios, que se resumen en la Tabla 1.

Tabla 2-1 Escenarios de Transformación De Sistemas De Movilidad En EE. UU.

ESCENARIO	CRECIMIENTO	COLAPSO	RESTRICCIÓN	TRANSFORMACIÓN
<i>Descripción</i>	Persisten las condiciones actuales	Se deterioran algunas condiciones, fallan sistemas críticos	Límites al crecimiento por escasez de recursos. Sostenibilidad frena crecimiento	Futuro de cambio disruptivo, innovación, rápido crecimiento
<i>Ciudad</i>	ATLANTA 2028	LOS ANGELES 2030	NEW JERSEY 2029	BOSTON 2032
<i>Nombre</i>	Reduciendo la descentralización a la mitad	Automatización frenética	Reinventando el tránsito a los suburbios	Densificación empujada por logística automatizada
<i>Fuerzas impulsoras</i>	Solar barata, automatización vehicular (pasajeros)	Vehículos sin chofer baratos, baja interoperabilidad	Crisis fiscal por clima severo que afecta sistemas de transporte, apoyo público a sistemas masivos	Mercado de vivienda hacia unidades pequeñas unipersonales. Innovación en vehículos eléctricos pequeños
<i>Impactos en transporte y uso de la tierra</i>	Expansión y renovación de suburbios alejados del centro, sistemas de buses rápidos se extinguen	Atascos generalizados, baja "peatonalidad" Sistemas masivos no estándar	Sistemas de buses rápidos automatizados, suburbios consolidados	Bicicletas compartidas alrededor de buses rápidos, innovación en servicios de logística y envío
<i>Financiación</i>	Asociaciones público-privadas	Mercados de consumidores	Impuestos de transferencia de propiedad, tarificación dinámica	Incrementos en impuesto para financiar zonas de mejora
<i>Planeación</i>	Marginalizada por lobby corporativo	Resurge para repotenciar sistemas existentes	Tecnocrática paternalista	Software de automatización, crowdfunding

Fuente: RUDIN CENTER

Estados Unidos, como se mencionó anteriormente, ha hecho la apuesta por el vehículo eléctrico o híbrido. En Julio de 2010 formaron la iniciativa de vehículos eléctricos³⁹ a la cual se han adherido ya 14 países. Su objetivo es acelerar la implantación y adopción de esta tecnología a nivel global, con el objetivo principal de mitigar el impacto ambiental y reducir los niveles de emisiones de CO2. La meta es llegar a 20 millones de unidades al 2020. El uso masivo de vehículos eléctricos alterará la forma en que funcionan las redes y sistemas eléctricos ya que pueden tomar energía de la red o entregarla, creándose así sistemas con millones de puntos de generación.

³⁸ Re-Programming Mobility, The Digital Transformation of Transportation in the United States, Rudin Center for Transportation Policy and Management.

³⁹ <http://www.cleanenergyministerial.org/Our-Work/Initiatives/Electric-Vehicles>.

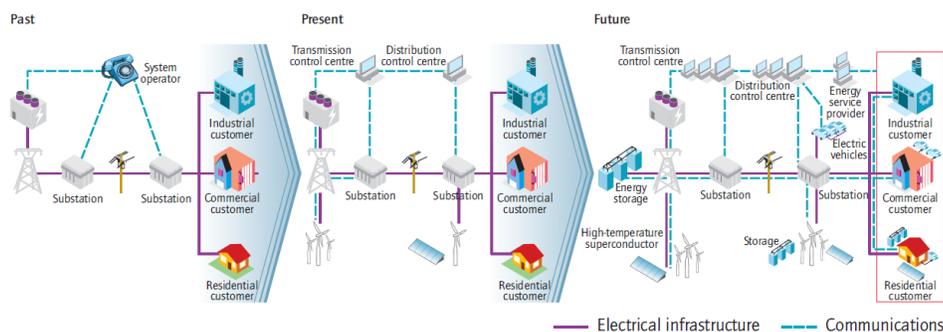
2.5 HACIA UN FUTURO INTELIGENTE Y CONECTADO: REDES INTELIGENTES (RI), CIUDADES INTELIGENTES, INTEGRACIÓN Y SOSTENIBILIDAD

El acápite anterior mostró un futuro en los sistemas de transporte tendiente a la utilización intensiva de tecnologías de información y comunicación. Esta tendencia no es exclusiva del sector transporte. En el sector eléctrico se lleva años desarrollando visiones para avanzar hacia un manejo distribuido de las redes, utilizando su infraestructura de redes existente para montar sobre ellas una red de comunicación por la cual se transmitan datos que permitan operar en forma mucho más eficiente la red. Esta arquitectura de red inteligente (RI), si bien ha avanzado considerablemente, no es uniforme en los diferentes países. La IEA desarrolló una hoja de ruta para esta tecnología⁴⁰, de la cual mostramos sus principales resultados:

- Las redes inteligentes (RI) son esenciales para la seguridad energética, el desarrollo económico y la mitigación ambiental.
- Las RI permiten el manejo de la demanda, la integración de las renovables, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos y aumento de eficiencias.
- La complejidad física e institucional de los sistemas eléctricos vuelve improbable que las empresas acometan el cambio por iniciativa propia. Se requiere organización y coordinación de esfuerzos entre agentes.
- Si bien las redes inteligentes han venido avanzando, se requieren proyectos demostrativos de gran escala.
- Los esquemas legales y regulatorios actuales frenan el desarrollo de estas tecnologías.
- La implementación de redes inteligentes podría reducir la demanda pico agregada en niveles que oscilan entre 13% y 24% entre 2010 y 2050.
- Se requiere desarrollo de capacidad profesional para trabajar en hojas de ruta específicas por país

Gráfica 2-5 Esquema de las redes inteligentes

Figure 1. Smarter electricity systems



Source: Unless otherwise indicated, all material derives from IEA data and analysis.

Fuente de datos: Technology Roadmap, Smart Grids, IEA (2011)

Fuente de gráfica: Technology Roadmap, Smart Grids, IEA (2011)

⁴⁰ Technology Roadmap, Smart Grids, IEA, 2011.

La Unión Europea desarrolló su visión de las redes inteligentes⁴¹. El objetivo es asegurar que a 2035 los sistemas eléctricos funcionarán de forma tal que optimicen costos y desempeño ambiental, aumentando los niveles de seguridad y la calidad e incrementando los niveles de penetración de las renovables. El documento pretende establecerse como marco de referencia para los actores involucrados.

ESTRATEGIA ENERGÉTICA EUROPEA 2020

1. Una Europa energéticamente eficiente, en toda la cadena, con innovación tecnológica
2. Un mercado pan-europeo de energía efectivamente integrado
3. Empoderando a los consumidores, alcanzando el nivel más alto de seguridad y confiabilidad
4. Extendiendo el liderazgo europeo un innovación y tecnología energética
- 4-5. Reforzando la dimensión externa del mercado energético de la Unión Europea

Fuente: European Energy Strategy 2020

Los desafíos detectados son:

1. Tecnológicos de la red eléctrica: control de los sistemas, seguridad y confiabilidad. Consumo flexible. Almacenamiento.
2. Tecnológicos de información y comunicación: supervisión, medición, comunicación, arquitectura de software, plataformas de tiempo real, jerarquías y estructuras de control. Modelos predictivo
3. Compatibilidad con las redes europeas interconectada
4. Marcos legales y de mercado.
5. Incentivos socio-económicos: cambio en patrones y comportamientos de consumo. Procesos democráticos en las decisiones de infraestructura.

Las prioridades tecnológicas detectadas son:

1. Penetración masiva de renovables y sistemas de almacenamiento
2. Medición de consumo en tiempo real, supervisión de los sistemas y microredes, sistemas de control “auto-reparadores” (self-healing)
3. Técnicas de modelamiento de red
4. Técnicas de comunicación, seguridad de la información, privacidad
5. Sistemas de protección

⁴¹ Smart Grids Strategic Research Agenda 2035, Smart Grids European Technology Platform, Marzo 2012.

La congruencia de los sistemas de transporte inteligentes, los sistemas eléctricos inteligentes, la esperada densificación urbana en el futuro cercano y los problemas de sostenibilidad han venido generando el modelo de “ciudad inteligente”, en el cual las diferentes redes y plataformas se interconectan y comunican, buscando la mejora en la calidad de vida, la sostenibilidad ambiental de las ciudades y el aumento de los niveles de eficiencia en todos los sistemas: de manejo de residuos (basuras), de aguas limpias y servidas, de suministro de combustible (gasolina, gas natural, GLP, biocombustibles), de suministro de electricidad, de transporte y movilidad (pasajeros carga), de redes de contenido (telefonía, entretenimiento, datos), de servicios gobierno-ciudadano (gobierno digital), etc. La interconectividad que se prevé con el “internet de las cosas” y el “internet de los automóviles” nos muestra un futuro en el que la tecnología de la comunicación trabaja para la mejora de los procesos y el quehacer cotidiano^{42 43 44}.

2.6 MERCADOS TRANSFORMADOS

La maduración que han venido alcanzando los sistemas de producción de energía “de tamaño de consumidor” (*user-scale*), unido con los desarrollos en redes distribuidas y micro-redes está generando, además de un cambio en la filosofía y arquitectura de la red, un cambio en la arquitectura del mercado. Se han venido presentando desarrollos conceptuales sobre este nuevo modelo que algunos acuñan como “Transactive Energy”⁴⁵, o “energía transactiva”. Esta línea de desarrollo proviene de los Estados Unidos. La California Public Utilities Commission, en su documento Transactive Energy⁴⁶, trae la siguiente definición: “un conjunto de mecanismos económicos y de control que permiten el balance dinámico de oferta y demanda a lo largo y ancho de la infraestructura eléctrica usando el valor como un parámetro operativo clave”. De la Conferencia de Energía Transactiva, realizada en Portland, Oregon, surgió esta definición⁴⁷: “La energía transactiva es una forma de utilizar señales o incentivos económicos para involucrar todos los dispositivos inteligentes en la red eléctrica (desde el consumidor hasta el sistema de transmisión) para obtener una forma más óptima de asignar los recursos e involucrar la demanda en formas antes no vistas”.

⁴² Smart Grid, Smart City: Shaping Australia’s Energy Future, Executive Report, July 2014.

<http://www.industry.gov.au/Energy/Programmes/SmartGridSmartCity/Documents/SGSC-Executive-Report.pdf>.

⁴³ SMART CITIES: Background paper, OCTOBER 2013, Department for Business, Innovation and Skills.

https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/246019/bis-13-1209-smart-cities-background-paper-digital.pdf.

⁴⁴ Internet of Things: Converging Technologies for Smart Environments and Integrated Ecosystems, Dr. Ovidiu Vermesan SINTEF, Norway, Dr. Peter Friess, EU, Belgium, River Publishers, 2013

http://www.internet-of-things-research.eu/pdf/Converging_Technologies_for_Smart_Environments_and_Integrated_Ecosystems_IERC_Book_Open_Access_2013.pdf.

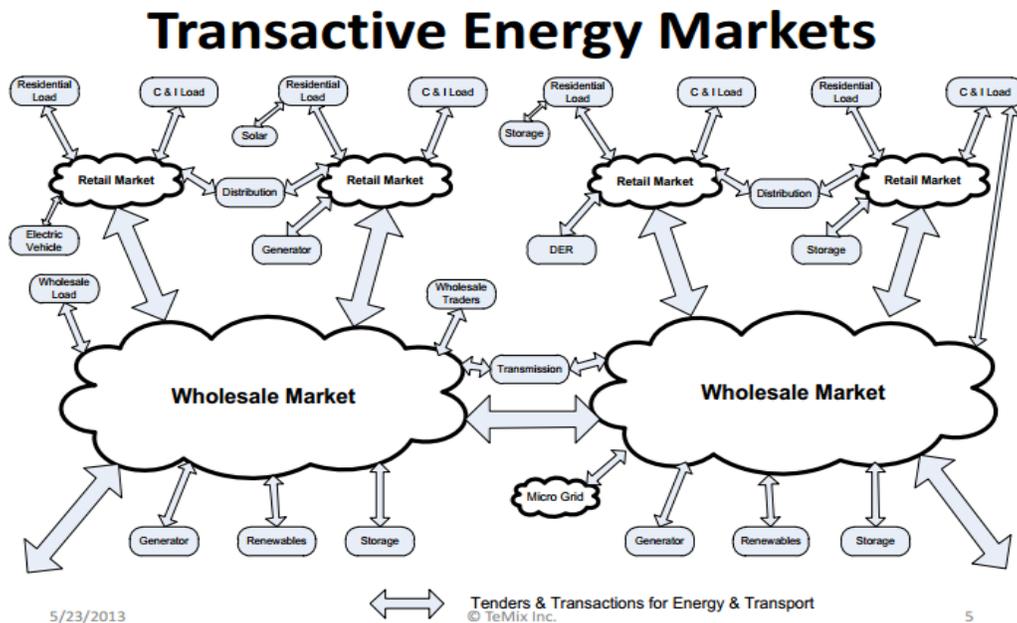
⁴⁵ Transactive Energy, A Sustainable Business and Regulatory Model for Electricity, S. Barrager, E. Cazalet, 2014.

⁴⁶ Transactive Energy: A Surreal Vision or a Necessary and Feasible Solution to Grid Problems? California. Public Utilities Commission, Policy & Planning Division, Nilgun Atamturk, Marzia Zafar, Oct 2014.

⁴⁷ <http://blogs.worldwatch.org/revolt/transactive-energy-isnt-your-grandpas-power-grid/>.

En Europa también se ha venido trabajando al respecto. En Inglaterra, el Instituto de Investigación en Política Pública ha publicado un documento⁴⁸ con recomendaciones de las medidas a tomar para avanzar hacia un nuevo modelo de red y de mercado. Se plantea que el negocio tradicional de grandes compañías generadoras y distribuidoras está muriendo y además, que el apoyo regulatorio y político a las mismas frena la adopción de tecnologías innovadoras que permiten la inclusión de renovables de pequeña escala y micro-redes. Se plantea entonces la necesidad de un cambio regulatorio que permita la participación de la demanda y un cambio político que no favorezca a los interesados. Price Waterhouse⁴⁹ considera que para lograr implantar el trilema del WEC⁵⁰ es necesario un cambio en el modelo basado en cinco pilares: centrado en resultados, con información intensiva, que sea innovador y promueva nueva tecnología, que sea personalizado y que involucre a las comunidades.

Gráfica 2-6 Mercados de Energía Transactiva



Fuente de datos: Transactive Energy, A Sustainable Business and Regulatory Model for Electricity, S. Barrager, E. Cazalet (2014)
 Fuente de gráfica: Transactive Energy, A Sustainable Business and Regulatory Model for Electricity, S. Barrager, E. Cazalet (2014)

Esta nueva arquitectura de mercado requiere un cambio en la forma como se toman las decisiones, tanto operativas como de mercado.

⁴⁸ A new approach to electricity markets, How new disruptive technologies change everything, Reg Platt et al., Sep 2014.

⁴⁹ At the crossroads, The future of the UK energy retail market, PWC, May 2014.

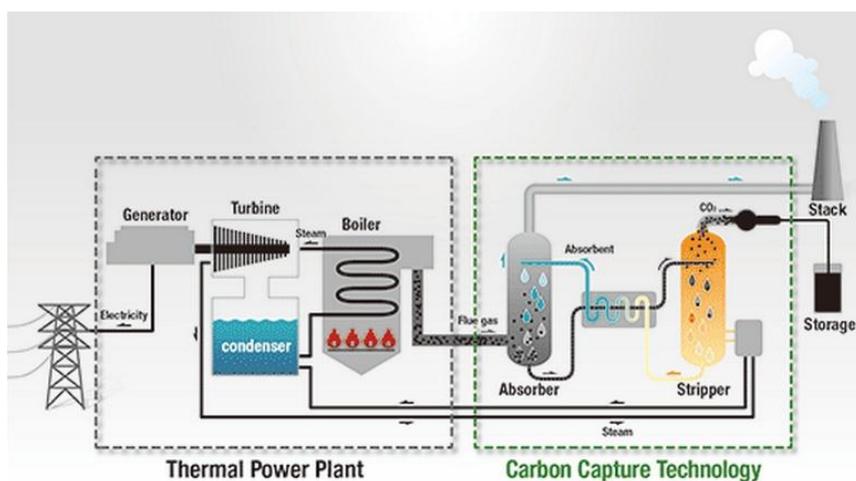
⁵⁰ El World Energy Council (WEC) calcula el índice de sostenibilidad energética (Energy Sustainability Index), que es una medida con la que se califica a los países en términos de su habilidad para adoptar e implementar políticas energéticas sostenibles. Este índice evalúa a cada país en tres dimensiones: la seguridad del suministro energético, la equidad y la sostenibilidad ambiental. Estos tres elementos han sido denominados como el trilema energético y denotan los tres frentes de acción en los que la política energética debería actuar.

El viejo modelo en el cual un agente central controla y supervisa todos los parámetros del sistema será reemplazado por millones de puntos de decisión, uno por cada agente. Cada punto tendrá un “gestor energético”, herramienta de software que gestiona todos los dispositivos, de generación, almacenamiento y consumo, usando la información de precios y de balance de la red para maximizar los beneficios del agente. Existe una plataforma de simulación, Power Trading Agent Competition⁵¹, que lleva ya varios años de experiencia, en la cual participan multitud de agentes. Es una plataforma en la cual se hace una simulación competitiva del nuevo mercado eléctrico. Y éste es el punto crítico del nuevo sistema. Diseñar la plataforma que se adecúe a las características específicas del mismo⁵².

2.7 CAPTURA, ALMACENAMIENTO Y UTILIZACIÓN DEL CO₂

Las tecnologías de captura de carbono (CO₂) se generaron como medio para reducir los niveles de emisión de plantas existentes, especialmente plantas de generación eléctrica a carbón, para alcanzar plantas de cero o casi cero emisiones. La gráfica muestra un diagrama de captura post-combustión (Toshiba)⁵³. Sin embargo, también se puede aplicar a procesos industriales. La IEA menciona que de acuerdo con sus estimativos el carbono capturado en procesos industriales entre el 2015 y el 2050 podría ser de hasta 45%. Los procesos industriales del acero, el cemento y las sustancias químicas son los más propensos a aplicar esta técnica. En general, dados los costos actuales y el nivel de desarrollo tecnológico, su factibilidad se limita a instalaciones de tamaño grande.

Gráfica 2-7 Captura de Carbono en una Central Térmica con Caldera



Fuente de datos Toshiba⁵⁴

Fuente de gráfica: Toshiba

⁵¹ <http://www.powertac.org/node/4>.

⁵² Strategies for Two-Sided Markets, Thomas R. Eisenmann, Geoffrey Parker, Marshall W. Van Alstyne [HTTPS://HBR.ORG/2006/10/STRATEGIES-FOR-TWO-SIDED-MARKETS/](https://hbr.org/2006/10/strategies-for-two-sided-markets/).

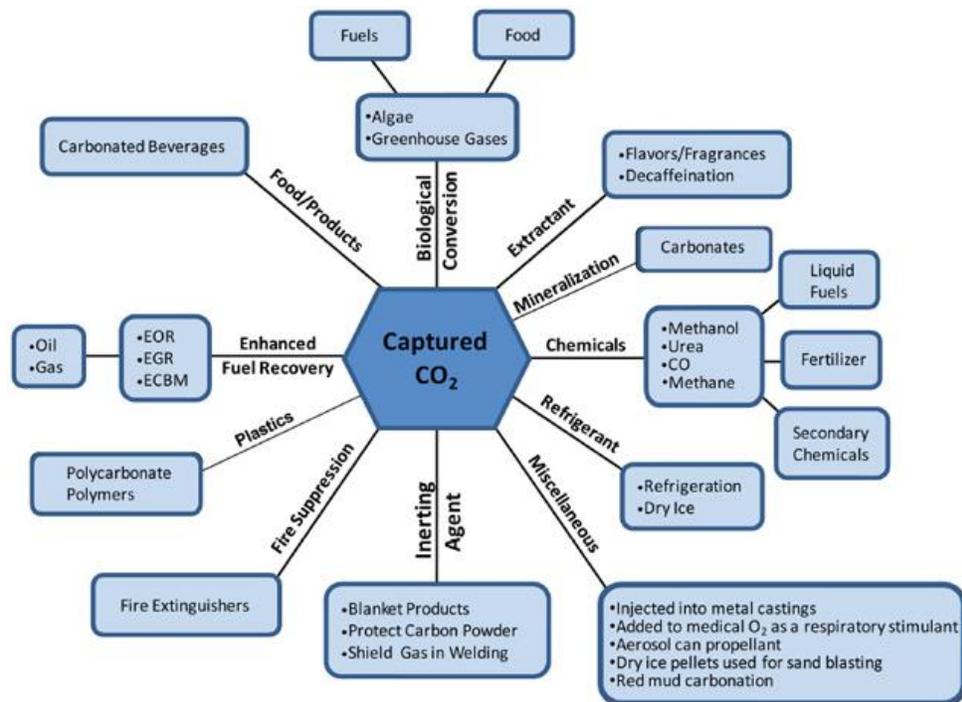
⁵³ <http://www3.toshiba.co.jp/power/english/thermal/products/ccs/ccs.htm>.

⁵⁴ Tomado de: <http://www3.toshiba.co.jp/power/english/thermal/products/ccs/ccs.htm>.

La IEA espera que se materialicen 30 grandes proyectos de captura de aquí al 2020, para lo cual se requiere generar marcos legales y regulatorios.

Una nueva línea de trabajo ha surgido en la mitigación de las emisiones de metano⁵⁵ en la industria de petróleo y del gas. Este gas de efecto invernadero es mucho menos común que el CO₂ pero su efecto es mucho mayor, hasta 21 veces⁵⁶. Los últimos desarrollos de esta opción de mitigación han pensado no sólo en el almacenamiento (generalmente subterráneo) sino en los posibles usos que se le pueden dar al CO₂ capturado. La gráfica 8 (tomada del DOE) muestra las posibilidades de uso detectadas.

Gráfica 2-8 Posibilidades de Utilización del Carbono Capturado



Fuente de datos: NETL – U. S. Department of Energy ⁵⁷
 Fuente de gráfica: NETL – U. S. Department of Energy

⁵⁵ The Emerging U.S. Mitigation Industry, DFatu Research, Octubre 2014.

⁵⁶ <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/gases/ch4.html>

⁵⁷ Tomado de <http://www.netl.doe.gov/research/coal/carbon-storage/research-and-development/co2-utilization>.

2.8 ENERGÍA ASEQUIBLE

La energía siempre se ha visto como motor del desarrollo. Pero su razón primaria es la supervivencia. Desde el fuego, generado con leña, para poder cocinar y mantenerse a salvo del clima, siempre hemos necesitado y usado energía.

Calentadores ambientales alimentados con energía eléctrica, o los aires acondicionados que nos brindan confort en el hogar en el cual cocinamos y nos reunimos antes o después de trabajar. Una parte de la energía mueve el planeta. Otra parte de la energía asegura el bienestar. Estamos cercanos a poder llevar energía a todo el mundo, a costos razonables.

El renovado interés en mejorar las condiciones de acceso a la energía⁵⁸, específicamente formas modernas y de baja huella de carbono, surge de la preocupación por el impacto ambiental que genera el uso de formas ineficientes y de alto nivel de emisiones. Las Naciones Unidas hablan de la *Meta de Acceso Universal a la Energía*, y lanzaron el programa Sustainable Energy for All, SE4ALL⁵⁹, con tres líneas de acción: acceso universal a la energía, energía limpia y renovable, y eficiencia energética.

En el mundo existen 1.300 millones de personas sin acceso a la electricidad. El problema es más crítico en África sub-sahariana y Asia⁶⁰.

Un efecto de la baja asequibilidad energética es la pérdida de competitividad del país. Altos costos de combustible y electricidad afectan todas las cadenas productivas.

La CEPAL (op. cit.) propone la siguiente definición: *Un hogar se encuentra en pobreza energética cuando las personas que lo habitan no satisfacen las necesidades de energía absolutas, las cuales están relacionadas con una serie de satisfactores y bienes económicos que son considerados esenciales, en un lugar y tiempo determinados, de acuerdo a las convenciones sociales y culturales.*

La IEA⁶¹ lista las siguientes condiciones que definen la “accesibilidad a energía moderna”:

1. Acceso del hogar a un nivel mínimo de electricidad
2. Acceso del hogar a estufas y combustibles para cocción seguros y más sostenibles
3. Acceso a energía moderna que permita la actividad económica productiva
4. Acceso a energía moderna para los servicios públicos (salud, educación, alumbrado, etc.)

En España proponen⁶² el siguiente decálogo de acciones políticas para combatir la pobreza energética:

⁵⁸ CEPAL – Pobreza energética en América Latina, Rigoberto García, Mar 2014, pp5.

⁵⁹ www.se4all.org/.

⁶⁰ It's Time To Flip The Switch On Energy Poverty, Christopher Helman, Forbes

<http://www.forbes.com/sites/energysource/2014/07/15/its-time-to-flip-the-switch-on-energy-poverty/>.

⁶¹ World Energy Outlook 2014, Africa Energy Outlook

⁶² <http://www.ecoserveis.net/es/decalogo-de-acciones-politicas-para-hacer-frente-a-la-pobreza-energetica/>

1. Reconocer y definir oficialmente la pobreza energética
2. Definir el concepto de consumidor vulnerable
3. Establecer planes contra la pobreza energética
4. Aplicar medidas de eficiencia energética a los hogares afectados por la pobreza energética, con carácter prioritario
5. Mejorar la implementación del Bono Social (subsidio a hogares pobres)
6. Disminuir el IVA aplicado al uso de gas y electricidad a nivel doméstico
7. Asegurar el suministro en momentos críticos
8. Coordinación efectiva de agencias y entes
9. Mejorar la información para el consumidor vulnerable
10. Incentivar el autoconsumo en familias vulnerables

El Comité Europeo para Asuntos Sociales y Económicos (EESC) ha emitido un *Dictamen*⁶³ que propone, entre otras, las siguientes medidas:

1. Establecimiento de indicadores europeos de pobreza energética
2. Creación de un Observatorio de Pobreza en Europa, con énfasis en energía
3. Realizar un análisis de pobreza energética
4. Establecer un Fondo europeo de solidaridad energética
5. Analizar ex-ante las políticas energéticas europeas y de los países miembros para chequear el impacto sobre los consumidores
6. Organizar una campaña europea de información energética.

2.9 LA NUEVA GEOPOLÍTICA DEL PETRÓLEO

“Hoy en día se está gestando un nuevo cambio en el panorama energético internacional. Estados Unidos va en camino de sobrepasar a Arabia Saudita y Rusia como el principal productor de crudo. Este hecho, sumado a los nuevos desarrollos en gas natural lo colocará como el jugador dominante en el mercado mundial. Por otra parte, China es ahora el importador más grande de crudo, reemplazando a EE.UU. y la importación de India continúa en aumento”⁶⁴

El esfuerzo que ha venido haciendo Estados Unidos por reducir su vulnerabilidad energética lo ha llevado a alcanzar una situación en la cual ha disminuido su nivel de importaciones de crudo en forma sustancial. Los niveles actuales se han reducido a los niveles de la década de los 90, como se observa en la gráfica tomada de la Energy Information Agency. Si la tendencia continúa, EE.UU. se convertirá en exportador neto en menos de una década. Por esta razón ya existen grupos de lobby que presionan para que el Congreso levante la prohibición de exportación que rige desde el siglo pasado.

⁶³ DICTAMEN del Comité Económico y Social Europeo sobre el tema “Por una acción europea coordinada para prevenir y combatir la pobreza energética”, Ponente: Pierre-Jean COULON, Coponente: Bernardo HERNÁNDEZ BATALLER, Bruselas, 18 de septiembre de 2013.

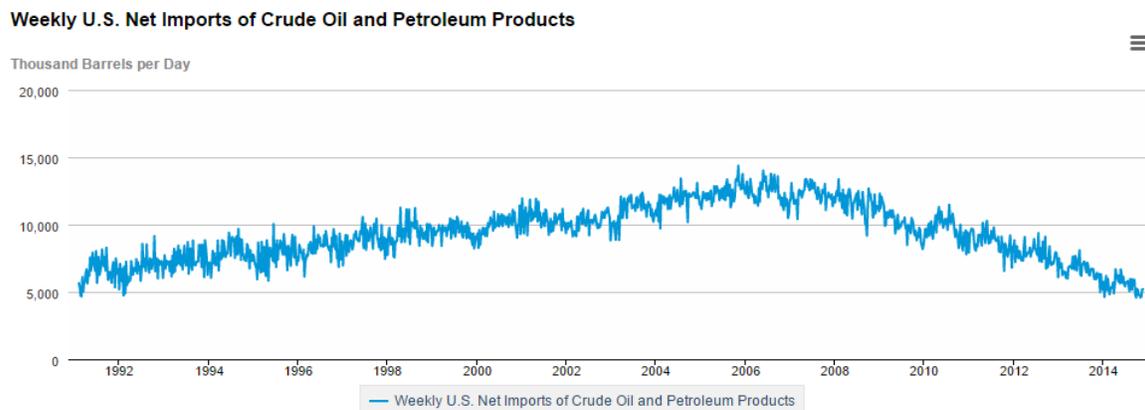
⁶⁴ Fueling a New Order? The New Geopolitical and Security Consequences of Energy, Bruce Jones, David Steven, and Emily O’Brien, March 2014, Project on International Order and Strategy at BROOKINGS.

Este cambio en perfiles de producción mundial ocasionará que los flujos de crudo (y consecuentemente de capital) se reviertan a nivel global. Y Estados Unidos no es el único que se preocupa por la independencia externa de los hidrocarburos. La reciente situación de conflicto en Ucrania ha puesto a pensar a la Unión Europea en la necesidad de reducir su dependencia del gas ruso. Recientemente Rusia y China firmaron un acuerdo de compraventa de gas natural, que pondrá en situación más estrecha aún el mercado europeo.

México ha empezado una reforma energética que busca atraer inversión privada a su sector energético, especialmente el petrolero, que había sido tradicionalmente monopolio estatal. Dependiendo de los niveles de inversión que logre movilizar, podría constituirse en un jugador aún más fuerte de lo que actualmente es Argentina, si bien no está en la mejor de las condiciones, posee un campo de hidrocarburos no convencionales (Vaca Muerta) que los expertos consideran puede mejorar la condición de producción en ese país, llevándolo a la autosuficiencia.⁶⁵

Ésta situación geopolítica de los hidrocarburos impacta grandemente a los países productores pequeños, incluido Colombia. La reciente batalla de los precios, en la cual el bloque del Golfo presiona para mantener su cuota de mercado, arroja perdedores, países que por su capacidad de producción no influyen en el mercado. Se tiene entonces una situación de mercados fuerte con Estados débiles, ante la cual se hace necesario estar vigilante y prepararse con medidas económicas y productivas que minimicen los impactos.

Gráfica 2-9 Evolución de las Importaciones Netas Semanales de Crudo de EEUU



eia Source: U.S. Energy Information Administration

Fuente de datos: EIA ⁶⁶
Fuente de gráfica: EIA

⁶⁵ <http://tiempo.infonews.com/nota/136405/vaca-muerta-aportara-u-s-65-mil-millones-anuales-a-la-economia>.

⁶⁶ Tomado de <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=WTTNTUS2&f=W>

2.10 CONCLUSIONES

Las tendencias en política energética, que se infieren del análisis del panorama energético internacional son:

1. Nuevas opciones en el portafolio energético (gases y crudos no convencionales, energías renovables, acumuladores).
2. Mayores inversiones en I+D+i, en exploración de crudos pesados y yacimientos no convencionales y en la utilización de las nuevas fuentes y tecnologías.
3. Eficiencia energética en todas las partes de la cadena, en todos los usos energéticos. Cambio en los patrones de consumo.
4. Nuevas arquitecturas de mercado en las industrias energética y eléctrica (oferta y demanda) y nuevos esquemas transaccionales. Mayor participación de la demanda.
5. Cambio en los portadores energéticos para el transporte, biocombustibles, electricidad, híbridos e hidrógeno.
6. Redes inteligentes, ciudades inteligentes, internet de las cosas, internet de los automóviles.
7. Renovado interés en mejorar las condiciones de acceso a la energía y en reducir la pobreza energética.
8. Creciente preocupación por reducir los impactos ambientales, por mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.
9. Reconocimiento de la necesidad de aumentar la resiliencia de los sistemas, desarrollar mejores condiciones de adaptabilidad al cambio del clima y reducir la vulnerabilidad de la oferta hídrica.
10. Desarrollo e implantación de sistemas de captura, almacenamiento y utilización de carbono.

3 ENTORNO MACRO, MERCADOS DE HIDROCARBUROS Y ECONOMÍA COLOMBIANA. ANÁLISIS DE COYUNTURA Y PERSPECTIVAS DE LARGO PLAZO

3.1 CRECIMIENTO ECONÓMICO DE COLOMBIA: EL MEJOR DE LATINOAMÉRICA PERO REQUIERE AJUSTES

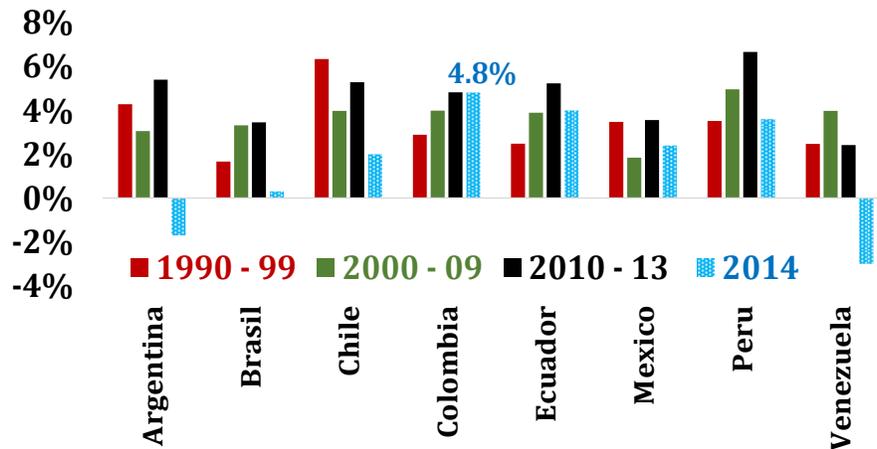
El cambio del entorno macroeconómico para las economías emergentes era previsible luego de un ciclo económico prolongado 2004 – 2013 donde Latinoamérica creció al 3.5% anual, y sus economías más importantes crecieron en promedio 4.9% (Argentina, Colombia, México, Brasil, Chile, Perú, Venezuela y Uruguay). Contrastando las dos últimas décadas con el crecimiento en 2014 y la proyección 2015 - 2016 (Gráfica 3-1) se evidencia una marcada desaceleración de las economías de Chile, Perú y Brasil, las cuales habían liderado el crecimiento de la región durante la primera década del siglo XXI. Así mismo, Venezuela y Argentina han tenido un descenso pronunciado de su crecimiento al punto de haber entrado sus economías en recesión en 2014 y la previsión que en esta fase del ciclo permanezcan en 2015.

Colombia fue la única economía de Latinoamérica que consiguió en lo corrido de la presente década (2010 – 2014) superar su crecimiento promedio (4.8%) con relación a la década anterior (4.0%). Así mismo, Colombia es el país de Latinoamérica que más multiplicó su crecimiento en la década actual con relación a la década de los 90's: Colombia creció entre 2010 y 2014, 1.6 veces su tasa de crecimiento promedio 1990 – 1999 (que había sido 2.9%). Este hecho sustenta la fortaleza de la economía colombiana y su tendencia histórica a tener un mejor desempeño con respecto al crecimiento regional, aspecto que ha sido clave para ser Colombia uno de los países con mayor atracción de flujos de capital entre las economías emergentes.

No obstante, las previsiones de bajo crecimiento en países socios comerciales de Colombia como Perú y Ecuador, y el escenario de recesión en Venezuela, restringen potencialmente las posibilidades que Colombia pueda mejorar vía exportaciones su desempeño económico en los próximos dos años por encima del 4% como expectativa de crecimiento.

¿Qué explica el cambio del entorno macroeconómico internacional y las variaciones en el ciclo económico colombiano? La respuesta remite a explicar lo que ha pasado en los últimos 15 años donde la economía colombiana ha tenido crecimiento, salvo una mini – recesión entre el cuarto trimestre de 2008 y el primer trimestre de 2009.

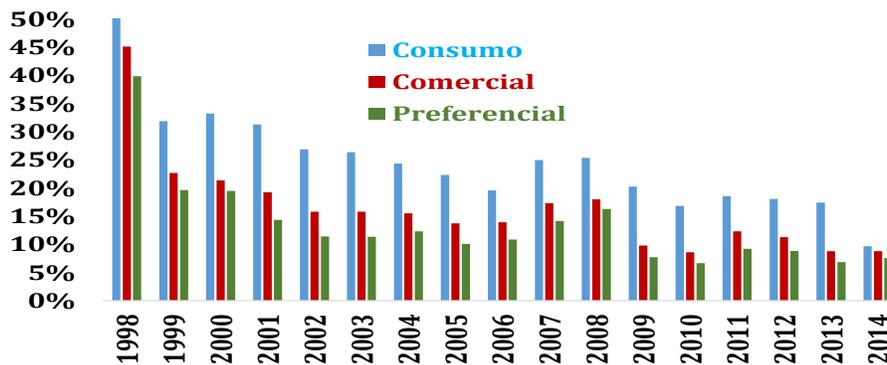
Gráfica 3-1 Crecimiento Económico Latinoamérica Histórico



Fuente de datos: World Economic Outlook Databases (WEO) – Fondo Monetario Internacional (FMI)
Fuente de gráfica: UPME

Las fases de expansión de las economías generan un mayor desgaste de la estructura productiva, y una dinámica de consumo que sacrifica el ahorro en hogares y firmas, lo que permite financiar el crecimiento de la inversión y por tanto, del acervo de capital físico. La considerable disminución en el nivel de las tasas de interés (Gráfica 3-2) permitió que la inversión hubiera alcanzado superar su umbral histórico de participación en el producto interno bruto (PIB) de 25% en Colombia durante la presente década, y que la demanda interna impulse el crecimiento con un nivel de consumo por encima del 80% del PIB y un grado de apertura (suma de exportaciones e importaciones como porcentaje del PIB) que en los últimos 20 años pasó del 31% al 46% (Gráfica 3-3) lo que refleja una economía cada vez más integrada al resto del mundo, y con una mayor dinámica en el comercio internacional.

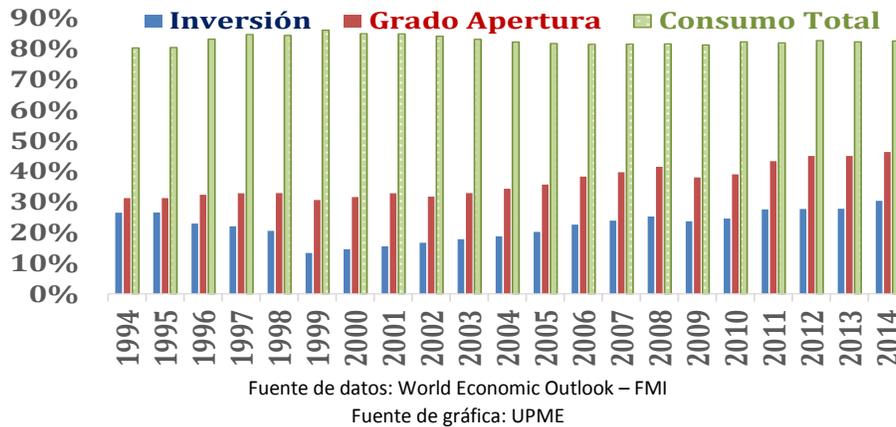
Gráfica 3-2 Tasas de Interés en Colombia por tipo de Crédito 1998 – 2014



Fuente de datos: Banco de la República
Fuente de gráfica: UPME

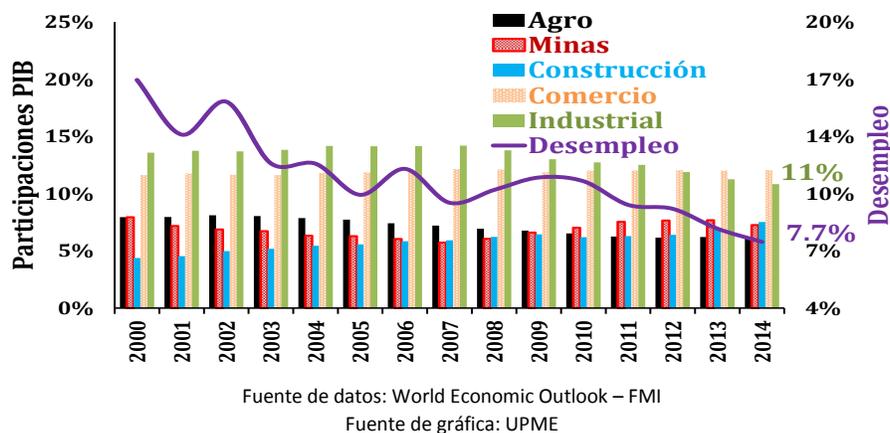
Sin embargo, cuando se examina la composición del PIB (Gráfica 3-4) es evidente que la industria y la agricultura han disminuido su participación, dejando de ser las locomotoras que fueron históricamente del crecimiento económico en Colombia. Aunque la desindustrialización del país no afectó la tendencia a la baja en el desempleo (a noviembre se situó en el 7.7%) si restringe tanto el aprovechamiento de los recursos energéticos como la mano de obra que es hoy más calificada por la mayor cobertura en educación y el aumento de la oferta de programas y centros de educación superior y tecnológica en el país.

Gráfica 3-3 Participación de la Inversión, el Comercio y el Consumo en el PIB de Colombia 1994 – 2014



La composición del PIB es determinante en el alcance que un deterioro del entorno externo puede tener sobre el crecimiento económico colombiano, además porque la participación de cada sector en el PIB condiciona su contribución al crecimiento. Esta composición se afecta por el impacto desigual que en cada sector tienen choques positivos o negativos en variables macro como la demanda interna, las tasas de interés y el sector externo. Un ejemplo es el caso colombiano: en presencia de apreciación del peso e incremento del precio de las materias primas, la participación de la industria en el PIB, entre 1994 y 2014, se redujo de 14% a 11%; mientras, la participación de la minería durante el mismo período, ascendió de 5.7% a 7.3%.

Gráfica 3-4 Composición PIB Colombia Vs Desempleo 2000 – 2014

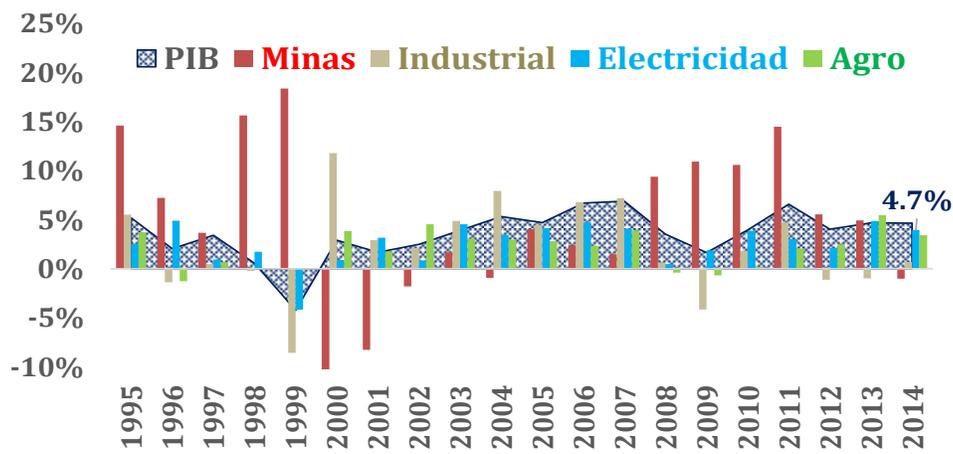


Particularmente, el desempeño de la minería, está condicionado a: i) de la demanda externa, la capacidad de compra de los países que principalmente la consumen para desarrollar su actividad económica productiva; ii) en los últimos años de los avances en producción no convencional de minerales en países que también los producen; iii) de la normatividad ambiental, que se ha endurecido para el consumo de carbón y que viene buscando alternativas como el gas natural (GN) y el fomento de la energía eólica y solar, para reducir la dependencia del petróleo.

Cuando no son favorables las condiciones del mercado mundial en cuanto al precio de materias primas relacionadas con el sector minero – energético, Colombia no puede influenciar para alterarlas, por ser una economía relativamente pequeña y con un nivel de producción bajo en minería en comparación a países como Venezuela o México; en consecuencia, el crecimiento de la minería se reduce así como las expectativas de inversión en el sector, afectando negativamente las previsiones de crecimiento de la economía nacional. Si el entorno externo no es favorable para la producción minera por precios bajos en el petróleo, el gas y el carbón, entre otros, el país debe buscar en la agricultura, la construcción, el comercio y la industria, alternativas de crecimiento que generen ingresos suficientes para compensar el impacto negativo del menor crecimiento que a mediano plazo tendrá el sector minero – energético, dada la tendencia a la baja en los precios de los minerales y combustibles fósiles.

Al contrastar el crecimiento entre los sectores primario y secundario de la oferta agregada para Colombia (Gráfica 3-5), es evidente que la minería ha perdido dinámica desde 2012, y que tiende a retornar a su dinámica de comportamiento previa a 2008, en un contexto similar, de precios bajos de petróleo y gas, pero con una economía creciendo por encima del 4%. Así mismo, la electricidad crece al nivel general de la economía, y es el de menor volatilidad en su crecimiento respecto al agro, la industria y la minería; la agricultura por su parte no tiende a estabilizar un crecimiento al menos superior al 4%, aunque en los últimos 5 años en general ha tenido una tendencia a mejorar su comportamiento con variaciones positivas.

Gráfica 3-5 Crecimiento Económico Colombia de los Sectores Primario y Secundario Oferta 1995 – 2014



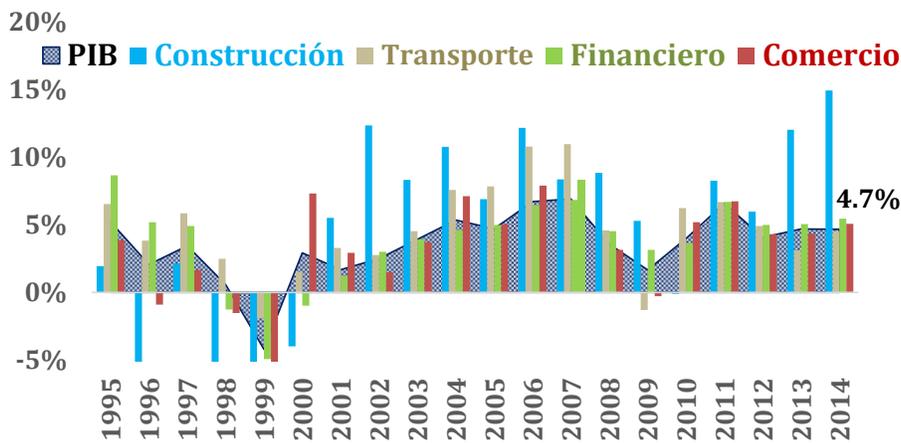
Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

Por el lado del sector terciario de la oferta, el crecimiento es más dinámico; tanto la construcción, como el transporte, el sector financiero y el comercio, crecen al nivel i por encima del PIB, manteniendo esa tendencia en los últimos 5 años (Gráfica 3-6). No obstante, son sectores que no son intensivos en el consumo de energía, y por lo tanto su alto crecimiento no permite potenciar las fuentes de energía disponibles.

La comparación en el sector terciario, deja en evidencia que la construcción es el sector que está liderando el crecimiento colombiano desde 2001; excepción de 2010 cuando decreció -0.1%, su tasa de crecimiento se ubica en promedio en 2001 – 2014 en el 9.2%. La construcción es el sector no transable de la economía por excelencia, es decir, su comportamiento no se afecta directamente por un cambio del entorno externo, aunque si se favoreció en el caso colombiano por la prolongada apreciación del peso entre 2004 y 2013.

Cuando se presentan episodios de acelerada depreciación de la moneda, como ha acontecido con el peso colombiano, que se depreció 22% anual frente al dólar durante 2014, los activos domésticos se deprecian y la finca raíz tiende a afectarse como efecto colateral del incremento en el costo de materiales de construcción y la reducción el crecimiento de flujos de capital. La inversión en bienes durables en pesos, con mayores tasas de interés internas para contrarrestar presiones inflacionarias por el aumento del tipo de cambio, junto al menor retorno de activos domésticos, desestimula la compra de vivienda, reduciendo sus precios, lo que desincentiva la actividad económica en construcción. En suma, en un entorno externo menos favorable, donde se reduce el apetito por activos en economías emergentes, es riesgoso que el crecimiento económico sólo se focalice en la construcción; la necesidad de dinamizar la actividad industrial y agrícola, que pueden favorecerse en un entorno de apreciación del dólar, mejorando su competitividad (al reducirse sus precios externos), ante una expectativa de mayor crecimiento en EE. UU. (principal socio comercial de Colombia) conduciría a un incremento de las importaciones de éste país, impulsando las exportaciones colombianas, y su capacidad de generar ingresos.

Gráfica 3-6 Crecimiento Económico Colombia de los Sectores Terciarios Oferta 1995 – 2014



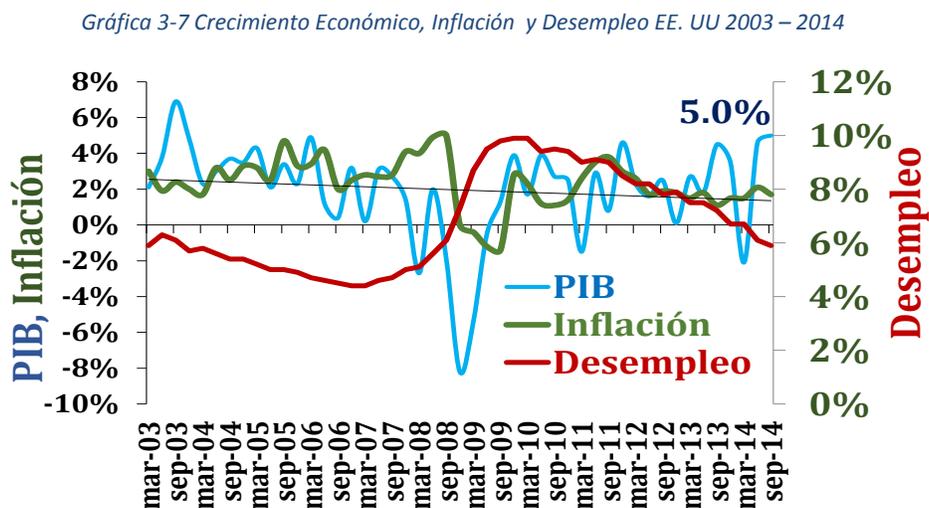
Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

En este orden de ideas, es necesario que se aprovechen los beneficios que tendría un menor costo de las materias primas energéticas en el mediano plazo: reducción de costos variables de producción y transporte, aprovechamiento de beneficios tributarios relacionados con el uso del diésel y el gas, y adaptación de la actividad agrícola e industrial al uso de energías renovables para estimular la autogeneración.

3.2 HACIA UN NUEVO RUMBO EN LA ECONOMÍA MUNDIAL: DEL BOOM DE ECONOMÍAS EMERGENTES A BOOM DE UNA ECONOMÍA RENOVADA EN EE. UU.

La economía de EE. UU. ha sido el principal impulsor de la economía mundial desde la primera década del siglo XX. Con más de 100 años como economía líder, EE. UU sólo enfrentó tres recesiones considerables: la crisis de 1929, la crisis del petróleo de 1979 y la crisis financiera de 2007 – 2009. La última, llevó a la mayor contracción del PIB desde 1929, al llegar a descender 8.2% en el cuarto trimestre de 2008. La crisis provocada por la quiebra de la banca de inversión y la desvalorización de las titularizaciones de crédito hipotecario (subprime y equity) obligaron a la Reserva Federal a la adopción de una política monetaria no convencional de tasa de interés 0% (*tapering*) y de masivas inyecciones de liquidez, principalmente a través de la compra de bonos de baja calificación, deuda corporativa, titularizaciones de cartera y bonos del tesoro americano (*Quantitative Easing* – QE).

Luego de transcurridos 7 años de la crisis financiera, EE. UU. da señales muy claras de la solidez de su recuperación, con la tasa de crecimiento más alta en 11 años (5% estimada para el tercer trimestre de 2014), un desempleo que desciende sostenidamente desde el primer trimestre de 2010, en un nivel similar al que presentaba antes de la crisis financiera (5.9%) y una inflación que se mantiene por debajo de la meta de la FED (2%) a pesar de la mayor dinámica de la inversión y el consumo de los hogares (Gráfica 3-7).

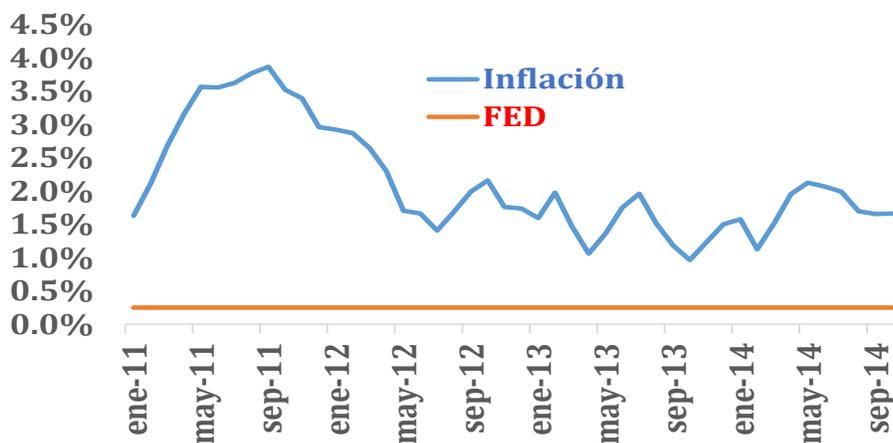


Fuente de datos: U.S. Bureau of Labor Statistics

Fuente de gráfica: UPME

La reducción de los precios de la energía, por la caída en la cotización del petróleo de niveles cercanos a los 100 dólares por barril al nivel actual que bordea los 60 dólares, y la mayor oferta de gas, además del incremento de programas de energía sostenible, están coadyuvando a que pueda convivir un alto crecimiento con una baja inflación en EE. UU.; y de esa manera dar mayor margen a la FED, para mantener en un rango de 0% – 0.25% sus tasas de interés, nivel en el que se encuentran desde enero de 2009 (Gráfica 3-8).

Gráfica 3-8 Tasa de Intervención Reserva Federal EE. UU (FED) Vs Inflación



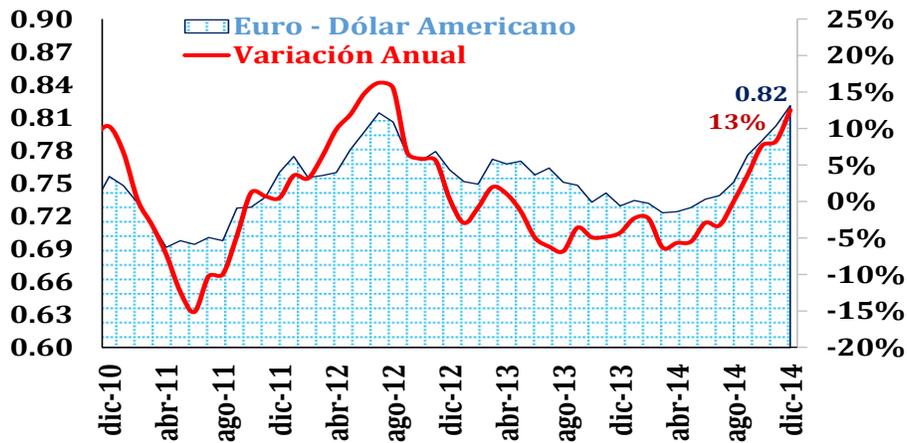
Fuente de datos: Federal Reserve – U. S. Bureau of Labor Statistics

Fuente de gráfica: UPME

El fortalecimiento de la economía estadounidense, ha conducido a la apreciación del dólar en los mercados mundiales de divisas. Con respecto al Euro, el dólar americano se apreció durante 2014 en 13%, llegando a un nivel de 0.82 el cambio Euro / Dólar, el nivel más bajo de cotización del Euro en los últimos 8 años (Gráfica 3-9). Históricamente, cuando el dólar se fortalece, las materias primas tienden a bajar, porque para los inversionistas y fondos, el dólar y las materias primas son activos financieros sustitutos. Además, un dólar fuerte incrementa la capacidad adquisitiva de EE. UU. , y valoriza activos de cero riesgo como el caso de los bonos del tesoro americano, y de bajo riesgo, como lo es la deuda corporativa de empresas norteamericanas con calificación AAA y AA+. De hecho el dólar comenzó a fortalecerse desde el tercer trimestre de 2013, por lo cual, lo visto en 2014 es la consolidación más no el comienzo de una tendencia de dólar americano al alza.

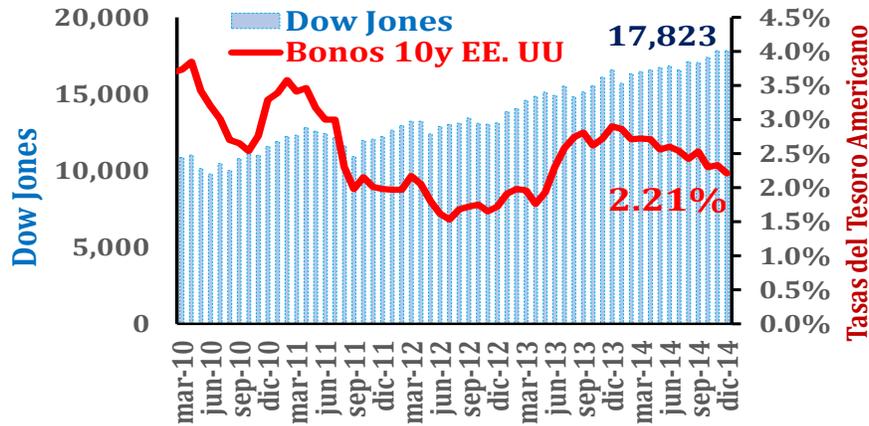
El interés por acciones de empresas estadounidenses, y las expectativas de alto crecimiento y baja inflación en EE. UU han llevado a un ascenso del Dow Jones, a máximos históricos, sobrepasando la berrera de los 18 mil puntos al terminar 2014; los bonos del tesoro americano se negocian hoy al 2.2%, 60 puntos básicos (Pb) menos que hace un año, revelando una mayor demanda y un menor riesgo para invertir en ellos, incrementándose su precio de mercado (Gráfica 3-10)

Gráfica 3-9 Tipo de Cambio Dólar / Euro Vs Variación Anual



Fuente de datos: Federal Reserve
Fuente de gráfica: UPME

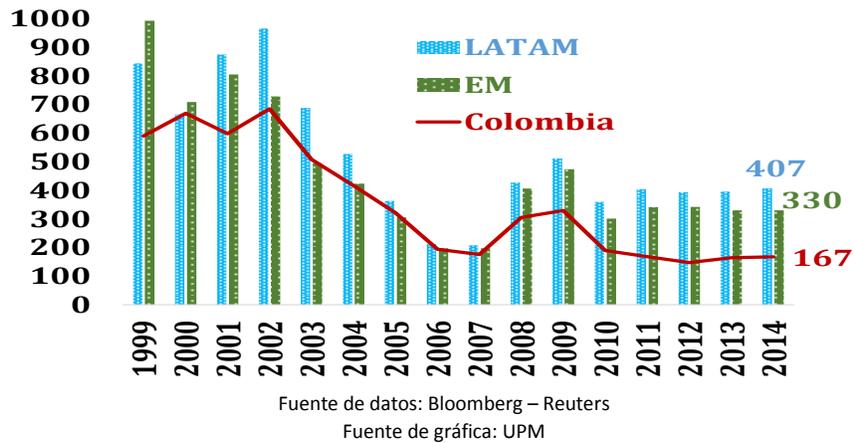
Gráfica 3-10 Dow Jones Vs Tasa a 10 años Bonos Tesoro Americano



Fuente de datos: Bloomberg – Reuters
Fuente de gráfica: UPME

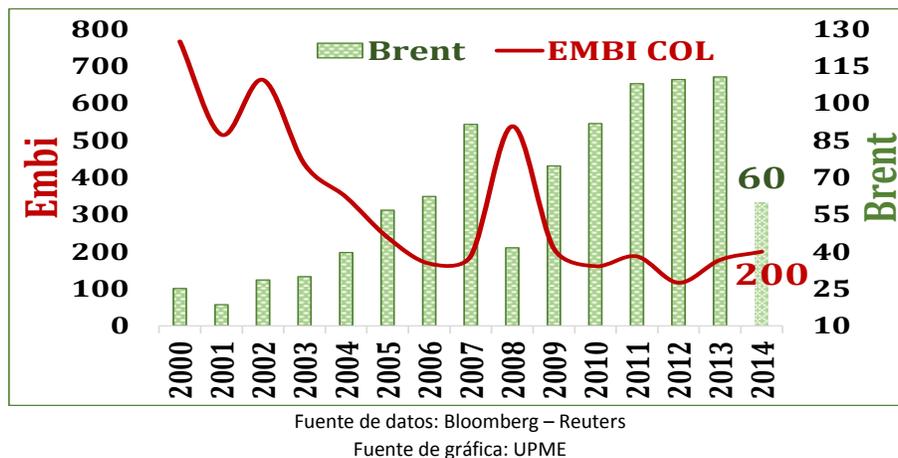
Con el fortalecimiento del dólar y una economía de EE. UU creciendo por encima del 3%, la percepción de riesgo sobre las economías emergentes se ha incrementado, lo que converge en mayores costos de financiación para gobiernos y empresas de estas economías, y la contracción o reducción del crecimiento de los flujos de inversión extranjera. Colombia destaca por ser el país con menor percepción de riesgo en Latinoamérica; si se compra con la región y las economías emergentes, el índice de riesgo de mercados emergentes (Embi) para Colombia se mantiene en niveles históricamente bajos, y lejanos de niveles alcanzados en la crisis de 1999 (Gráfica 3-11).

Gráfica 3-11 Riesgo País (Índice Embi) Latinoamérica, Mercados Emergentes (EM) y Colombia



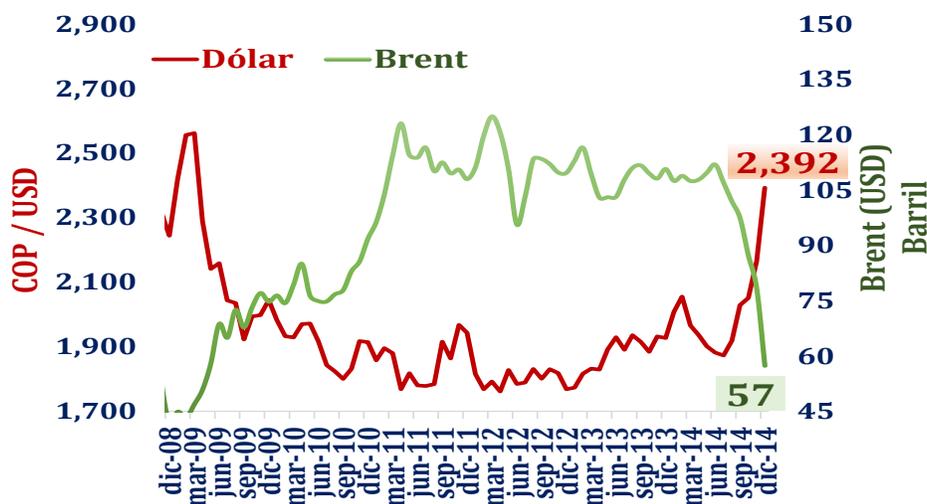
La preocupación sobre la percepción del riesgo de inversión en Colombia, se asocia a la caída en el precio del petróleo y la alta dependencia que el petróleo tiene para la generación de ingresos del Gobierno. Sin embargo, cuando se examina en un contexto de largo plazo la relación entre el precio del Brent – referente del crudo colombiano con el Embi, no se encuentra una asociación estructural entre éstas dos variables (Gráfica 3-12). Es razonable que en el corto plazo, el deterioro en el precio del petróleo genere temores en inversionistas sobre su impacto en el crecimiento económico; no obstante, factores como las finanzas públicas (donde el recaudo en impuestos ha tenido un salto importante al pasar de 9% al 16% del PIB en los últimos 20 años), la diversificación de las fuentes de crecimiento (ningún sector de la oferta explica más del 20% del PIB), el desempeño relativo frente al contexto regional, son más determinantes en las decisiones de inversión de largo plazo. Colombia ha tenido mayores niveles de riesgo país con cotizaciones más altas del Brent, por lo cual la sola expectativa del comportamiento futuro de los precios de crudo no va a explicar de forma suficiente ni cercana, la percepción de riesgo a mediano plazo de la economía colombiana.

Gráfica 3-12 Cotización Petróleo Brent Vs Embi Colombia



El efecto más visible del deterioro en el precio del crudo ha sido la aceleración de la depreciación del peso, que había comenzado en el último trimestre de 2013. La recomendación de JP Morgan en marzo de 2014 de invertir más en bonos de deuda soberana en Colombia, interrumpió una tendencia al alza que el dólar traía desde el último trimestre de 2013; en julio, una vez se recalculó el índice de JP Morgan y se redujo nuevamente la participación en bonos soberanos de Colombia, y se comenzó a pronunciar la caída en la cotización del petróleo en las referencias WTI y Brent, la depreciación del peso colombiano se hizo mayor, al punto que para 2014 proyecta estar alrededor del 18%, la mayor depreciación del peso frente al dólar desde 2002, justo cuando se presentó el último episodio de deterioro significativo en la capacidad de pago de la deuda en economías emergentes, en aquel entonces originada por el default de Argentina, el alto endeudamiento de Brasil, el deterioro de la banca (como aconteció en Colombia, donde la política de rescate del sector financiero tuvo un costo estimado por la Contraloría General entre 8% y 12% del PIB) y un menor nivel de reservas internacionales para respaldar un creciente endeudamiento a nivel interno y externo (Gráfica 3-13).

Gráfica 3-13 Cotización Petróleo Brent Vs Cotización Dólar en Pesos Colombianos



Fuente de datos: Bloomberg – Reuters

Fuente de gráfica: UPME

Una característica de los ciclos económicos cuando se desaceleran las economías emergentes y se fortalece el dólar, es el deterioro de la calificación de riesgo de la deuda soberana; en el caso colombiano, el riesgo cambiario derivado de la depreciación del peso, es bajo dado que la deuda pública como porcentaje del PIB es actualmente del 14% (Gráfica 3-14) nivel 9% por debajo del nivel que presentaba en 2002, año en que el país había por última vez experimentado una depreciación del peso por encima del 10%; además la deuda pública está concentrada en obligaciones de largo plazo, por lo cual a corto plazo, la depreciación del peso colombiano no compromete la capacidad de pago de la deuda.

El deterioro del perfil de riesgo de la región en cuanto Latinoamérica refiere, genera efectos colaterales en cuanto a una menor expectativa de crecimiento de los flujos de capital hacia sus principales economías; a este efecto contagio no es inmune la economía colombiana, a pesar que su nivel riesgo país ha venido descendiendo desde 2003, y que su nivel actual, 167 Pb, es incluso más bajo que el presentado por países desarrollados como Portugal (país que exhibe una prima de riesgo de 204 Pb al promediar enero de 2015).

La vulnerabilidad de la economía colombiana frente a la caída de precios del petróleo descansa en dos pilares: la creciente y alta participación del petróleo en los ingresos por exportaciones, y la significativa contribución que hacen sobre los ingresos fiscales por concepto de impuestos, además de la suma por utilidades y dividendos, como recurso de capital, que gira anualmente Ecopetrol (Gráfica 3-15). No obstante, no es claro si el impacto neto de la caída de precios del crudo pueda afectar lo suficiente a la economía colombiana para reducir su crecimiento por debajo del 4%. El aumento del dólar puede compensar en un rango de 40% – 80% la caída de los precios, según el dólar se mueva en un rango de COP 2,200 – 2,800, que sumado a las externalidades positivas que puede generar por el mayor ingreso en las demás exportaciones y la contracción del gasto en importaciones, deberían contrarrestar positivamente la reducción de las rentas petroleras.

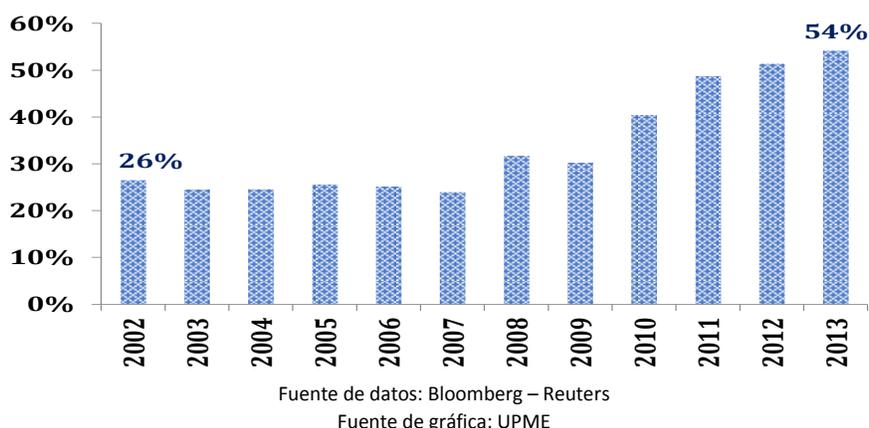
Gráfica 3-14 Deuda Externa Pública y Privada Colombia (% PIB)



Fuente de datos: Banco de la República
Fuente de gráfica: UPME

Además, los niveles de endeudamiento externo de Colombia en términos relativos (como porcentaje del PIB) son inferiores a los exhibidos por los sectores público y privado en 2002, cuando aconteció el último episodio de fuerte depreciación del peso, lo que da mayor margen de maniobra para que dado el caso, con la aceptación de un dólar aún más fuerte a mediano plazo, el país pudiera por efecto tipo de cambio, tolerar un incremento relativo de sus niveles de endeudamiento, compensado con el ajuste positivo que debería producir en los términos de intercambio. Incluso, el actual nivel de endeudamiento público, está por debajo del límite establecido por la regla fiscal, por lo cual, el aumento del stock del valor de mercado de la deuda frente a una depreciación en el rango del 10 – 20%, no afectaría el cumplimiento de las metas fiscales acordadas según el Marco Fiscal de Mediano Plazo.

Gráfica 3-15 Participación del Petróleo en Ingresos por Exportaciones



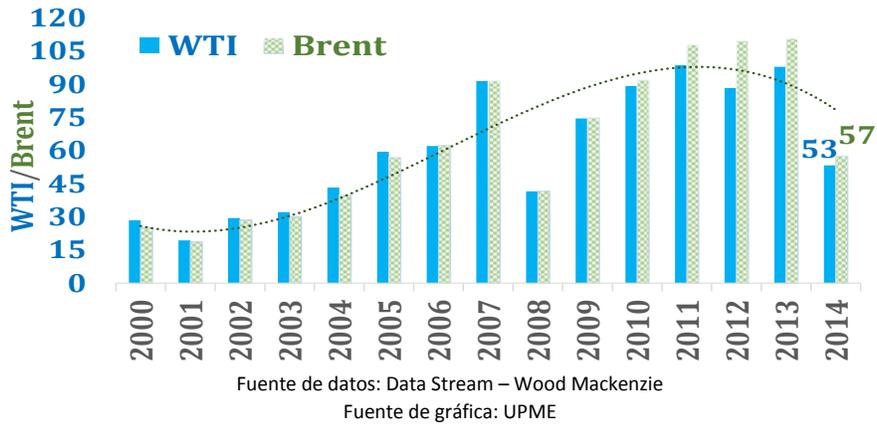
3.3 COYUNTURA Y PERSPECTIVAS DEL PETRÓLEO: UN NUEVO ENTORNO QUE ESTIMULA MENORES PRECIOS Y DEMANDA INVERSIONES MÁS EFICIENTES

3.3.1 Dinámica reciente de los precios mundiales de la energía e impacto inflacionario en Colombia

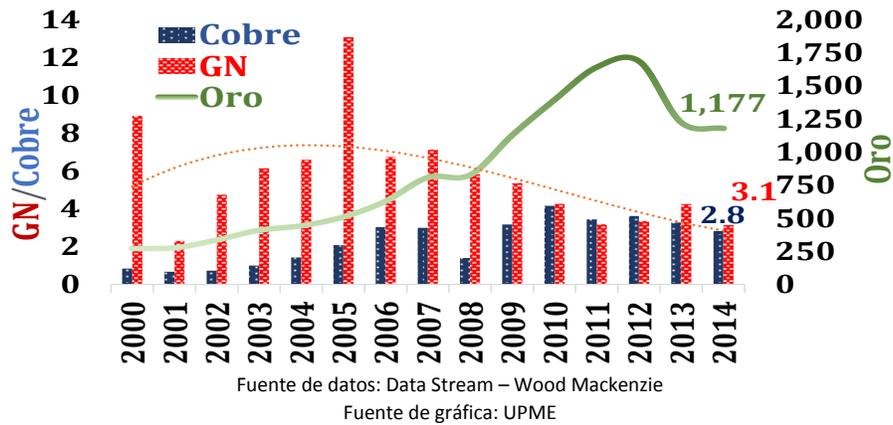
La caída del precio del petróleo no responde como en ocasiones anteriores a una coyuntura de especulación con demanda y oferta, como tampoco se explica por factores geopolíticos, asociados a la confrontación entre Occidente y Medio Oriente. Incluso, la organización de países productores de petróleo (OPEP) que excluye a países occidentales con excepción de Venezuela, ha dado evidencia este año que su poder de influencia en los precios ha decaído y que la dinámica del mercado pasa ahora a estar liderada por EE. UU gracias al éxito de una política energética impulsada por la Administración Obama, orientada hacia la autosuficiencia, e intensiva en la exploración no convencional. Las caídas en los precios de las materias primas están correlacionadas con el fortalecimiento del dólar y la contracción de la demanda en países desarrollados. Sin embargo, cuando se examina en los últimos 10 años las variaciones en los precios de los hidrocarburos, se observa una alta volatilidad, la cuál ha sido mucho mayor cuando la tendencia del precio ha sido al alza, que cuando ha sido a la baja (Gráfica 3-16, Gráfica 3-17, Gráfica 3-18).

Aunque la coyuntura actual no es el único episodio en los últimos 10 años donde los precios del petróleo han caído incluso al 60% anual, tiene la particularidad de sucederse por un choque de la demanda (reducción) de manera simultánea con un choque de oferta análogo (incremento de la producción) que han impulsado la caída de precios desde el primer trimestre de 2010 con excepción del gas natural hasta el primer semestre de 2014, particularmente por la mayor intensidad del invierno en EE. UU. en los últimos años, aspecto que incrementó la demanda y contrarrestó significativamente la caída del precio del crudo.

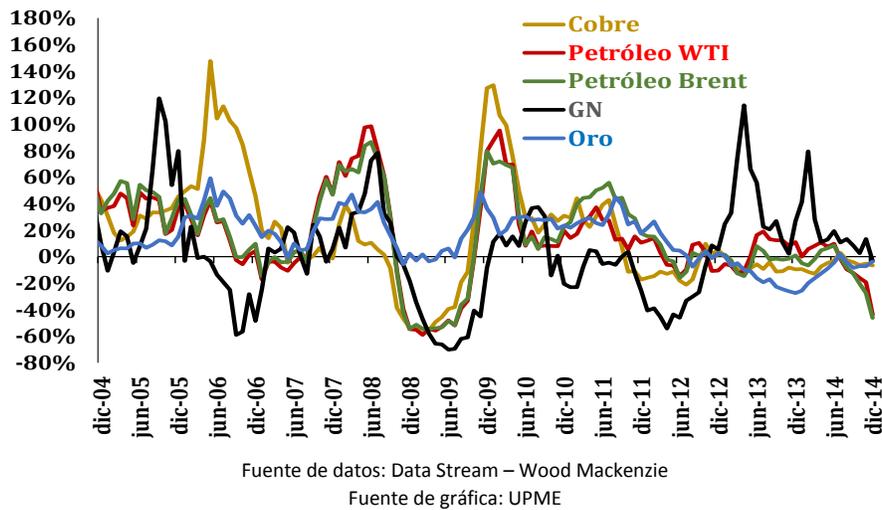
Gráfica 3-16 Precios de Cierre (USD) Anual Petróleo (Brent/ WTI) 2000 – 2014



Gráfica 3-17 Precios de Cierre (USD) Anual Carbón, Oro y Gas Natural (GN) 2000 – 2014



Gráfica 3-18 Variaciones Anuales en el Precio de Materias Primas de Energía y Oro 2004 – 2014

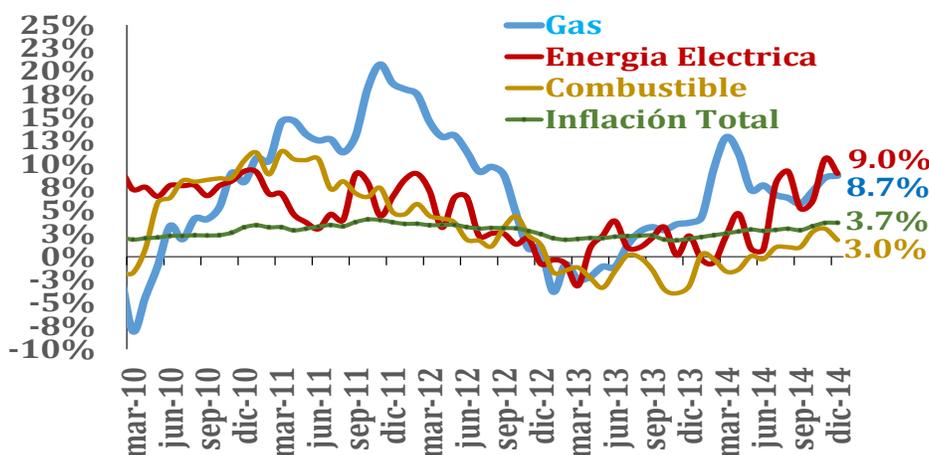


Lo observado en 2014 en el mercado de hidrocarburos, es la consolidación de la tendencia de un activo (materias primas) que se sitúa a la baja, esto es, la transición de tasas de crecimiento positivas pero cada vez más pequeñas, a variaciones negativas en los precios. Incluso el oro, refugio de inversionistas en fases de crisis en el ciclo, experimenta una variación negativa en su precio de bolsa aunque por la razón anterior, con una menor volatilidad.

Aun a pesar de las bruscas variaciones en los precios en la última década, el impacto inflacionario de las materias primas minero – energéticas no ha sido significativo. No obstante, bajo la expectativa de un sostenimiento prolongado de precios altos de crudo, países exportadores como Arabia Saudita, Ecuador y Venezuela han implementado una política fiscal expansionista, reduciendo esfuerzos en aumentar la tributación, y a la vez, creando subsidios para promover el consumo interno; la inercia hacia una tendencia creciente del gasto público, restringe la posibilidad de ajustes y la implementación de políticas fiscales contraccionistas, a la par de la caída en el precio de materias primas como sucede con el petróleo, el gas, el cobre, el oro o el acero durante el segundo semestre de 2014.

En el caso colombiano, el precio del gas natural (GN), los combustibles (para uso vehicular) y la energía eléctrica, se han situado en los últimos cuatro años por encima de la inflación total (variación anual positiva del índice de precios al consumidor), aspecto que contrasta con la tendencia a la baja en los precios de la energía a nivel mundial. Así las cosas, la inflación de gas y de energía eléctrica fueron de 8.7% y 9% respectivamente (Gráfica 3-19), 2.4 veces superior a la inflación total (3.7%, la cual se encuentra dentro del rango objetivo 2% – 4% del Banco Central). Este comportamiento inflacionario atípico de los precios del gas y la energía eléctrica, se explica por la presencia de un esquema de competencia imperfecta, el marco regulatorio, y la carga impositiva, común en países como Colombia, en proceso de implementación de infraestructura e incremento de la cobertura de energía eléctrica y con alta participación de fuentes variables.

Gráfica 3-19 Inflación Comparativa en Colombia de Energía Eléctrica, Gas, Combustibles Vs Inflación Total



Fuente de datos: DANE
Fuente de gráfica: UPME

Si los precios del petróleo y el gas se mantienen bajos, se proyecta una reducción en la inflación de energía eléctrica y de gas residencial e industrial, hecho que contribuiría a mantener la inflación total dentro de la meta objetivo del Banco Central. Sin embargo, los esquemas de tarifas ponderan de forma significativa las variaciones en el tipo de cambio, así como el establecimiento de aranceles en el caso de biocombustibles (cuando se presentan descensos significativos en el precio de materias primas asociadas a biomasa, como acontece con el aceite de palma, principal insumo de la producción de bio – diésel), que sumado a las recomendaciones de avanzar en una tributación diferencial de combustibles según su potencial impacto ambiental, restringirían el impacto positivo que sobre la inflación, tendría un menor precio en los mercados mundiales de hidrocarburos.

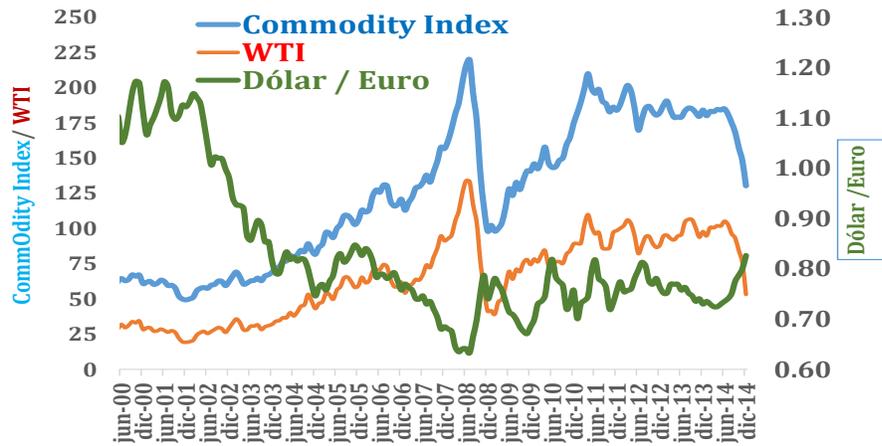
3.3.2 ¿Qué hay detrás de la caída de los precios del petróleo? ¿Choque transitorio o estructural?

Son fundamentalmente cuatro factores que están llevando a la disminución del precio del petróleo y generando como efecto colateral, la disminución de las demás materias primas:

- a) **La más importante: Fortalecimiento del dólar americano (USD) con una premisa es clara: el dólar es el principal sustituto de las materias primas.** La recuperación del dólar en los mercados como activo preferencial para los inversionistas, ha producido un efecto “fligh to quality”: salir de activos domésticos de países emergentes (principalmente materias primas, bonos de deuda soberana y acciones, en su mayoría de empresas con relación en la exploración y extracción de recursos naturales) para invertir en activos en dólares (principalmente acciones, bonos del tesoro y futuros de dólar).

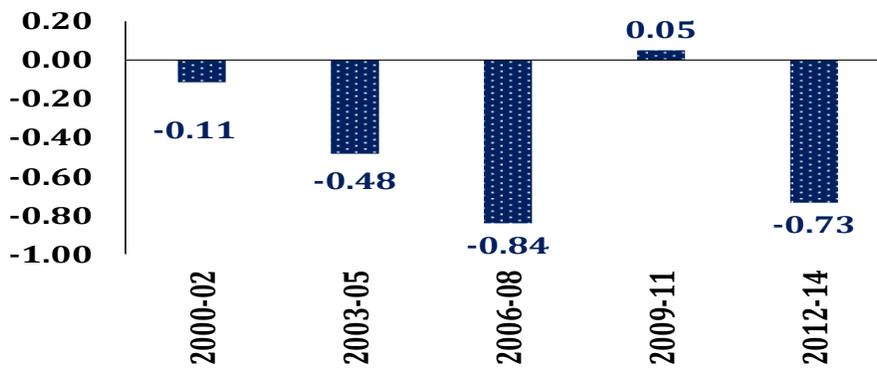
Todo fortalecimiento del dólar en los mercados, aumenta el interés por activos en dólares, así como la capacidad de compra de activos emergentes, y en consecuencia, el precio de las materias primas debe caer (Gráfica 3-20). Durante los 14 años transcurridos del naciente siglo XXI, el petróleo y el dólar se han movido en direcciones contrarias; al finalizar 2014, el dólar se encuentra en el mismo nivel de abril de 2004, USD 0.83/ Euro cuando el petróleo WTI se encontraba en 37 dólares; por su parte el petróleo referencia WTI cierra a USD 53, referencia similar a la que presentaba en diciembre de 2008 (cuando fue la última caída fuerte de precios como consecuencia de la crisis financiera de EE. UU. Y Europa Occidental). Al examinar la correlación histórica del precio del dólar con petróleo, se encuentra que la correlación negativa (inversa) entre ambas variables se ha intensificado, a pesar de un período 2009 – 2011 donde se aislaron estadísticamente. La reacción de la dinámica de correlación en los tres últimos años, evidencia una corrección del mercado para ajustar el precio de petróleo y dólar con los fundamentales macro de los países productores y consumidores (Gráfica 3-21).

Gráfica 3-20 Variación Índice Materas Primas (FMI Commodity Index) Vs Dólar y Petróleo WTI



Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie – Bloomberg
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-21 Correlación Dólar Americano (USD / Euro) Vs Petróleo (WTI)



Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie – Bloomberg
Fuente de gráfica: UPME

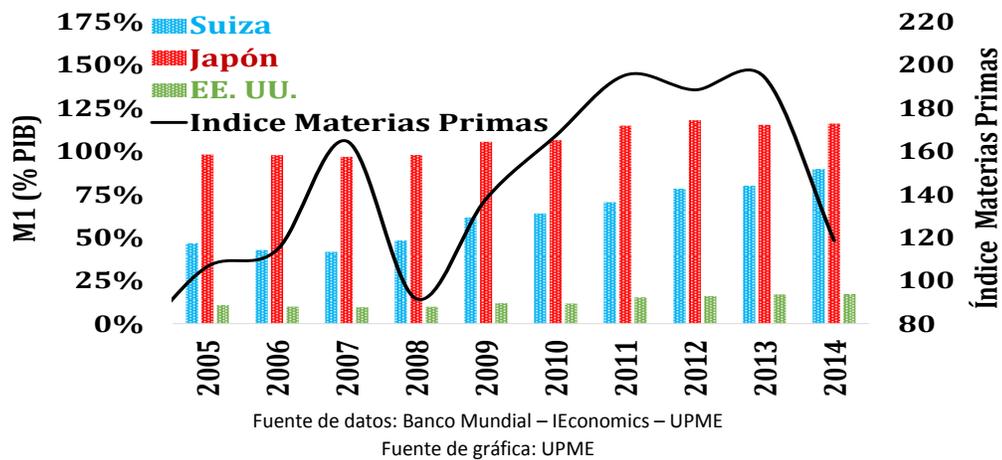
El efecto “flight to quality” se evidencia también al examinar la relación entre el desempeño de las materias primas incluyendo hidrocarburos (que se resume a través de un índice) y la liquidez en las principales economías mundiales, medida por M1 como porcentaje del PIB ⁶⁷ (Gráfica 3-22). En la medida que la liquidez se ha venido recuperando impulsada por la reactivación económica en EE. UU (incrementando M1 su participación en el PIB), las materias primas han venido descendiendo su nivel de precios (explicando la tendencia descendente del índice de materias primas en 2014). La mayor liquidez durante los dos últimos años de los mercados financieros se está yendo a las economías desarrolladas, liquidando posiciones de inversión en mercados emergentes, particularmente aquellos que son exportadores de materias primas (como es el caso de Rusia).

⁶⁷ M1 es un agregado monetario, que se define como la suma del dinero en efectivo y los depósitos en cuenta corriente. Por tanto, M1 es el agregado monetario de mayor liquidez, y su comportamiento está

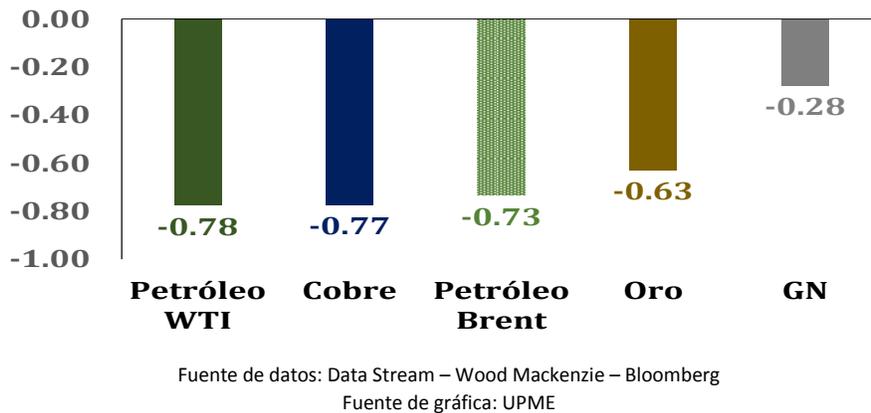
En suma, el dólar es el driver de la caída en el precio de materias primas, así sea que en cada una de éstas, el impacto del tipo de cambio no es simétrico. Cuando se examina la relación de los precios del dólar con las demás materias primas, también considerando el período 2000 – 2014 (Gráfica 3-23), se evidencia la relación de sustitución entre ambos.

La única correlación no significativa del dólar, se presenta con el gas natural (GN). Un cambio de tendencia que pudiera darse en el precio del petróleo, recogería también un repunte en el precio del cobre y el oro, por citar algunos de los más importantes recursos minerales. De ésta manera, países como Chile que pueden beneficiarse de un petróleo de bajo precio, contrarrestan esta ventaja con la caída que el fortalecimiento del dólar produce en el cobre, su principal producto de exportación.

Gráfica 3-22 Liquidez Principales Economías (M1/ PIB) Vs Índice Materias Primas (Incluyendo Hidrocarburos)



Gráfica 3-23 Correlación Precio del Dólar (Cotización USD 7 Euro) Vs Materias Primas



En suma, el consenso sobre la permanencia de la apreciación del dólar, como *driver* de la caída en los precios de las materias primas, se sustenta en las siguientes premisas:

- Las previsiones al alza del crecimiento económico de EE. UU, en un rango del 3.5% a 5% anual entre 2014 y 2016.
- El aumento que habrá en las tasas de interés de intervención de la Reserva Federal, por mayor crecimiento económico de EE. UU., para controlar la inflación y evitar la formación de burbujas en bienes durables y finca raíz, después de 6 años (2009 – 2014) con una tasa de intervención en un rango de 0% – 0.25%.
- La posible rebaja en la calificación de deuda soberana en países emergentes acorde al deterioro en términos de intercambio, el incremento de la deuda externa y el aumento en el déficit en cuenta corriente en países exportadores de hidrocarburos (principalmente Rusia y Brasil).
- El deterioro del perfil de la región de Latinoamérica, cuyas economías excepción de Colombia, Perú y Panamá, crecerían por debajo del 4% en 2015 – 2016, además de la recesión a que se enfrentan las economías de Argentina y Venezuela.
- El ajuste que viene presentándose en la composición de portafolios de inversionistas por el efecto “flight to quality” aumentando posiciones en dólares y reduciendo su posición de inversión en portafolio (principalmente deuda soberana y acciones) en economías emergentes.

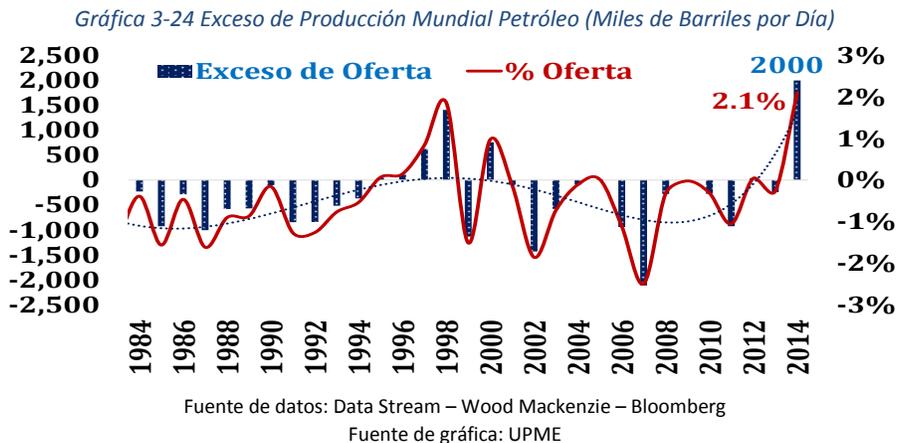
b) **Exceso de Oferta e incremento de la participación de EE. UU en la producción mundial sustentada en la explotación Shale Oil / Shale Gas.** De acuerdo a la teoría económica, los excesos de oferta conducen a la disminución del precio de un bien o factor de producción, hecho que persiste hasta cuando una menor producción sumada a los inventarios, se equilibran con la demanda, al punto que los excesos de oferta se hacen nulos.

La explotación no convencional a partir de la roca de esquisto, en el proceso de hallazgo y explotación de gas (Shale Gas) y de petróleo (Shale Oil), previo a la adecuación de la normatividad ambiental, permitió a Estados Unidos entre enero de 2011 y diciembre de 2014, incrementar en 50% su producción diaria de petróleo, pasando en este lapso de 9.8 a 14.6 millones de barriles diarios, incrementando para el mismo período, su contribución en el grupo de países productores de petróleo que no son miembros de la OPEP, del 19% al 25%.

Adicionalmente, el proyecto de la empresa rusa *Gazprom* de abastecer de gas a Europa mediante el proyecto con la operación del “North y South Stream” por medio de dos gasoductos, se ha suspendido indefinidamente debido a: las sanciones comerciales a Rusia como consecuencia de la invasión a Crimea y su incorporación a la Federación de Rusia en perjuicio de Ucrania; b) la maxi – devaluación del rublo en 2014 (86%) que incrementó drásticamente la deuda de empresas públicas y privadas; c) la negativa de Bulgaria de permitir el paso del gasoducto de *Gazprom* por su territorio, impidiendo así su tránsito a Europa Occidental).

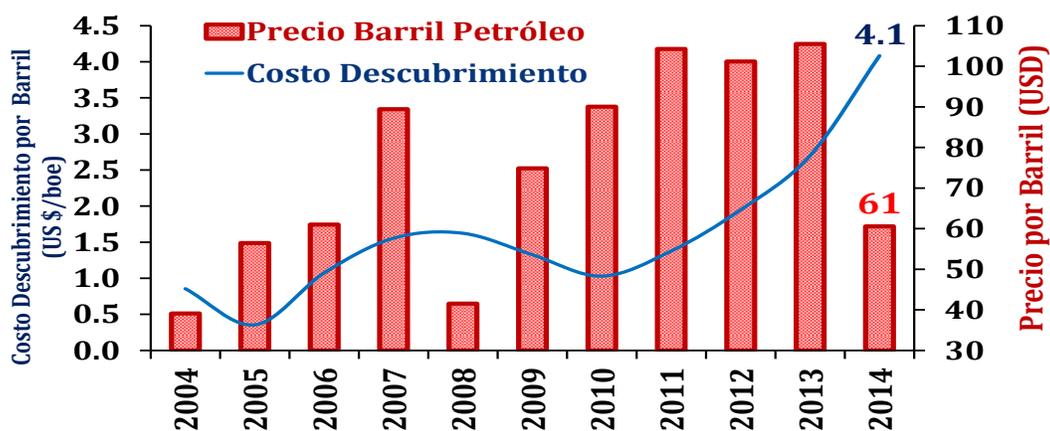
Con la suspensión del proyecto de *Gazprom*, Europa deberá buscar proyectos alternativos que garanticen su suministro de gas; por tanto, la menor demanda de hidrocarburos por restricciones de suministro seguirá bajando los precios; por tanto, con precios bajos de gas y petróleo, se dificultará la consecución de empresas que quieran llevar a cabo un proyecto de grandes dimensiones y costos para el transporte de gas el cual exige altos niveles de rentabilidad, que en el entorno a mediano plazo de bajos precios de hidrocarburos, no son factibles.

La producción mundial de petróleo completó en 2014 un total de 4 años consecutivos (2011 – 2014) de crecimiento continuo, alcanzado durante el último año un nivel récord de 95 millones de barriles diarios, de los cuales, 12.3 millones provinieron de EE. UU. La oferta de crudo sobrepasó en dos millones el nivel de la demanda mundial, produciendo un exceso de oferta equivalente al 2.1% de la producción (Gráfica 3-24). Desde el año 2000 no se presentaba un exceso de oferta significativo (757 millones); el actual, es el mayor exceso de oferta de crudo que se ha generado en los últimos 30 años. Los excesos de oferta generan fuerzas que conducen a que los precios bajen para así incrementar la demanda, desincentivar la producción, y transitar hacia el equilibrio, con la consecuente eliminación del exceso de oferta. En el 2000, el exceso de oferta llevo a que el precio cayera de USD30 a USD 26 por barril; al cierre de 2014, con un precio por barril en promedio de USD 53, nivel con margen para seguir bajando en la medida que persista el exceso de oferta y no se incremente significativamente la demanda en Europa Occidental y mercados emergentes no productores de hidrocarburos.



Así mismo, pudiera plantearse la hipótesis de un interés de la OPEP por mantener su oferta de crudo, con el propósito de desestimular la explotación con esquisto, de mayores costos. Entre 2004 y 2014, el costo de descubrimiento de cada barril producido, en promedio, se incrementó de USD 0.9 a USD 4.1, casi 5 veces más; el precio del crudo cerró 2014 en aproximadamente USD 60, 1.5 veces más que hace 10 años, aunque se mantuvo en promedio por encima de USD 100 entre 2011 y 2013 (Gráfica 3-25). En síntesis, la explotación con esquisto ha incrementado significativamente los costos de producción, lo cual genera barreras de entrada para nuevos inversionistas y condiciona la permanencia de las firmas del sector de hidrocarburos por reducción del margen de utilidad.

Gráfica 3-25 Precio Barril Petróleo Vs Costo Descubrimiento por Barril



Fuente de datos: Wood Mackenzie – FMI – UPME

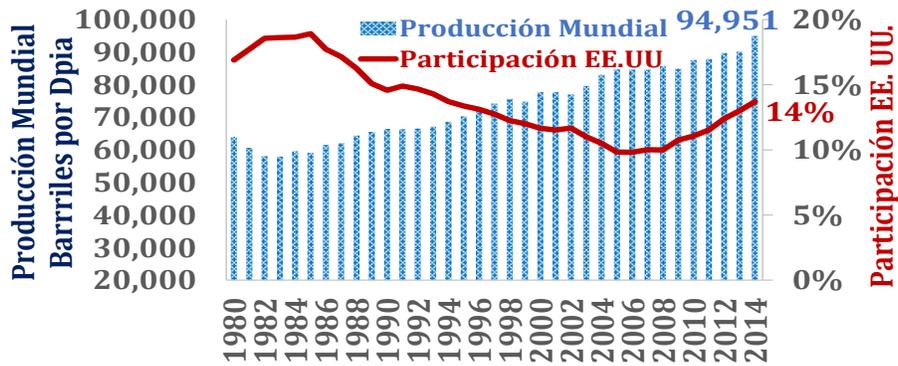
Fuente de gráfica: UPME

Para suprimir el exceso de oferta de crudo y demás combustibles fósiles, se requeriría; a) una menor producción no convencional mediante esquisto, lo cual es factible sólo si los precios del mercado llegaran a ubicarse por debajo del costo promedio; b) un choque positivo de la demanda, lo que se daría si se reactiva el crecimiento de demanda de crudo proveniente de Europa, y se frena la desaceleración que exhibe el crecimiento económico de China e India, principales mercados emergentes.

El incremento en la participación de EE. UU. en la producción mundial, es otro aspecto a considerar. En el contexto de una producción con tendencia al alza, la participación de EE. UU. venía cayendo desde 1986 hasta llegar a su punto menor en 2006, produciendo sólo el 9.8% del total mundial. El cambio en el comportamiento de la producción mundial de crudo comienza a darse desde 2007 cuando la producción mundial de EE. UU comienza a crecer de forma sostenida, hasta alcanzar en 2014, el 14% de la producción total de crudo (Gráfica 3-26). Esto le ha permitido a EE. UU. compensar con un crecimiento de 1,224 barriles diarios en 2013, la disminución en 996 barriles que tuvo en el mismo año la OPEP; por tanto, el cartel de la OPEP, ha perdido parte de su poder para influenciar en el comportamiento del precio del crudo

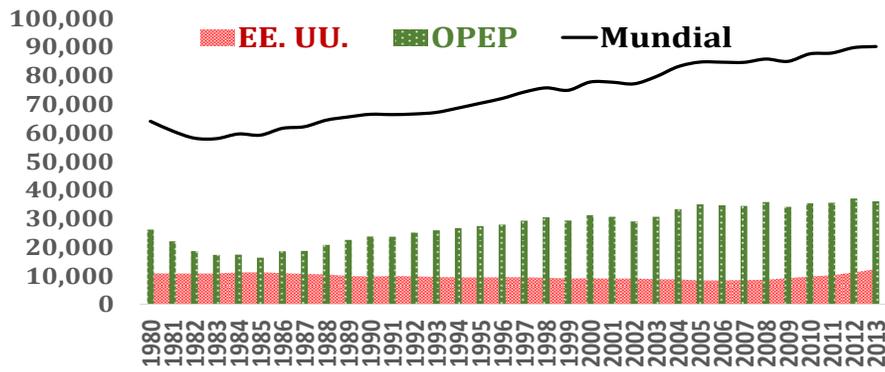
La producción mundial se ha venido incrementando sostenidamente en los últimos 30 años; no obstante, la contribución de la OPEP en la producción se ha mantenido constante, por lo cual su capacidad de influir en el mercado no se ha incrementado; al contrario, EE. UU. gana participación en la producción de crudo, y como reflejo de la mayor dinámica de exploración de petróleo en EE. UU., se da una fuerte brecha en las tasas de crecimiento entre la producción de éste país (por encima del 10% en los últimos cinco años) con relación a la producción mundial y de los países miembros de la OPEP (Gráfica 3-27, Gráfica 3-28).

Gráfica 3-26 Producción Mundial Petróleo Vs Participación en Producción EE. UU.



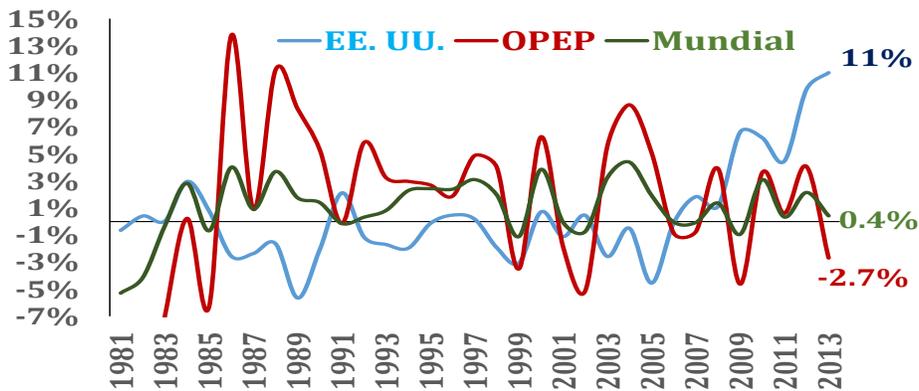
Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie – Bloomberg
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-27 Composición Actual de la Producción Mundial de Petróleo



Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie – Bloomberg
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-28 Crecimiento Anual de la Producción Mundial de Petróleo y Derivados



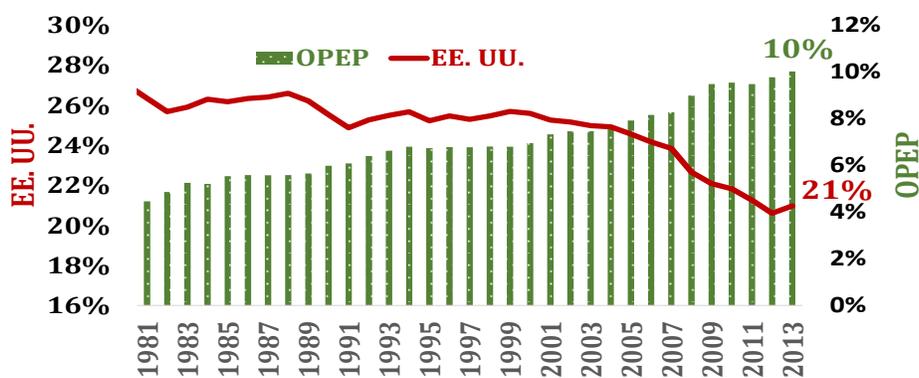
Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie – Bloomberg
Fuente de gráfica: UPME

Bajo estas condiciones, es aún incierto establecer, si frente al fuerte incremento de producción y reservas en EE. UU., el precio del petróleo pudiera incluso situarse debajo de los USD 40; un hecho que pudiera ser factible bajo este escenario pesimista en los precios de crudo, es el incremento de la oferta de petróleo estadounidense, en niveles mayores a los recortes de producción realizados por países miembros de la OPEP.

En conclusión, la perspectiva de las condiciones de mercado, acorde a la menor demanda de crudo de países desarrollados, y la menor participación en el consumo mundial de EE. UU. (Gráfica 3-29), están dadas para que petróleo retorne a mediano plazo, a niveles de USD 80 - USD 90.

- c) **El consumo de combustibles fósiles pierde participación.** La persistencia durante la última década de una tendencia al alza en el precio del petróleo, estimuló la mayor búsqueda de fuentes de energía renovables, como el caso de la energía eólica, la energía solar y el uso de plantas térmicas; éste recambio en la balanza energética, redujo el consumo de combustibles fósiles en términos relativos, es decir, su participación dentro de la balanza minero – energética de consumo, principalmente en EE. UU, países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (OCDE) y de Ingreso Alto (Gráfica 3-30). En la década del 80, la participación en el consumo de combustibles fósiles, era en promedio 87% para países de ingreso alto y países OCDE; en EE. UU., ascendía al 89%. En la década actual, la participación de combustibles fósiles ha descendido al 83% en países de ingreso alto, mientras en EE. UU descendió a 84%. El consumo de combustibles fósiles sólo se sigue incrementando en China (la participación del consumo de combustibles fósiles subió de 71% a 88%) y en países de ingreso medio alto (durante el mismo período, la participación del consumo de combustibles fósiles, pasó de 76% a 86).

Gráfica 3-29 Composición Porcentual del Consumo Mundial de Petróleo: OPEP Vs EE. UU.

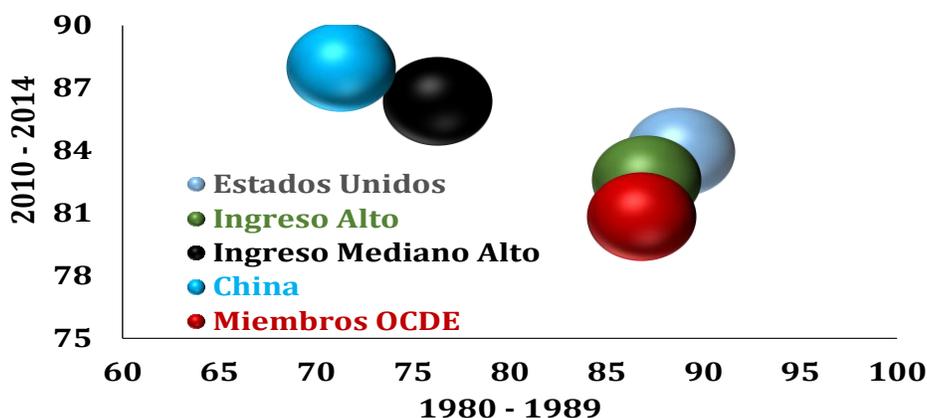


Fuente de datos: Data Stream – Wood Mackenzie – Bloomberg

Fuente de gráfica: UPME

La reducción en la participación del consumo de combustibles fósiles ha llevado a que los países europeos, a pesar de aun padecer una crisis económica iniciada en 20047, y en concordancia con las crecientes restricciones fiscales que a futuro manejarán, hayan decidido demandar en mayor cuantía las energías renovables, lo que explica porque desde 2009 el consumo de petróleo muestra desaceleraciones; esto sugiere, que choques positivos en la producción de petróleo, acentúan los excesos de oferta, lo cual sustenta la caída del precio del crudo, al igual que el resto de materias primas, en los mercados internacionales.

Gráfica 3-30 Porcentaje de Consumo Energía proveniente de Combustibles Fósiles



Fuente de datos: Banco Mundial

Fuente de gráfica: UPME

d) **Depuración de la Oferta del Sector Minero - Energético:** Las crisis económicas llevan a los sectores donde se generan a depurarse, mediante operaciones de integración horizontal y vertical. Esta reingeniería debe darse en el sector de minería y energía, como sucedió con el sector financiero en la crisis de Europa y EE. UU entre 2007 y 2009. Durante la transición hacia un nuevo equilibrio con precios más bajos y menores cantidades de crudo producidas y vendidas, acorde a la teoría microeconómica, se reducen los márgenes de utilidad, el precio y el costo marginal tienden a igualarse, convergiendo la suma de los beneficios de las firmas a cero.

En consecuencia, con márgenes negativos o márgenes positivos mínimos, se debe producir la salida de firmas bien sea mediante su liquidación, o a través de procesos de integración vertical; surtido éste proceso, se tendrá un mercado de hidrocarburos, con menos firmas de exploración y explotación, produciendo con márgenes positivos más bajos y economías de escala (reasignando sus recursos de inversión para hallazgo y explotación de nuevos yacimientos que tengan una relación beneficio – costo más alta). Por tanto, las firmas que ingresaron, o que aumentaron su inversión con la expectativa de precios altos, deben desaparecer y ser absorbidas por empresas más grandes que con economías de escala mejor desarrolladas puedan ser rentables en un escenario de precios más bajos a corto plazo y de precio menor a USD70 – 80 a mediano plazo. Para que ésta depuración en el sector minero – energético se acelere, el precio del petróleo debería bajar más, como mecanismo de selección natural: sólo las firmas más fuertes, capaces de ajustar sus costos a precios bajos de crudo, se quedan.

3.3.3 Previsiones en el precio del petróleo e impacto en Colombia en el crecimiento económico

El descenso en el precio del petróleo afecta la dinámica de crecimiento, teniendo en cuenta que el sector minero – energético explica el 8% del PIB, y su tasa de crecimiento promedio en la presente década ha sido de 7.7%. El impacto de la caída en los precios del petróleo y su estabilización a mediano plazo en niveles inferiores a USD 80, se daría a través de los siguientes mecanismos:

- a) La reducción en el nivel de ingresos del Estado por cuenta de: a) la reducción de la renta petrolera; b) el menor recaudo tributario asociado al gravamen de ésta actividad; c) el menor nivel de utilidades de Ecopetrol así como de las empresas donde el Gobierno tiene participación accionaria y desarrollan actividades económicas en el sector minero – energético.
- b) El incremento en el costo de bienes intermedios, finales y bienes de capital que encarecen los costos de inversión así como el consumo de los hogares
- c) El efecto inflacionario (efecto pass – trough) que potencialmente generará la depreciación del peso frente al dólar sobre el nivel de precios de la economía colombiana (vía bienes transables), estimado en 0.064% por cada 1% que se deprecie el peso, con rezago de un año según estimaciones del Banco de la República⁶⁸. Bajo este escenario, la depreciación del peso colombiano al final de 2014 (24%) podría incrementar hasta en 1.5% la inflación de 2015, presionando que los bienes no transables cuya inflación ha estado por encima de la inflación total de precios al consumidor en Colombia en la última década, tuvieran que subir no más del 2.5%, para cumplir la meta de inflación de largo plazo (2% – 4%).
- d) Una mayor restricción presupuestal por parte del Gobierno: con la expectativa de menores ingresos por tributación y renta petrolera, el gasto público tendría que moderar su crecimiento. No obstante, debe tenerse en cuenta que en la última década, el gasto público contribuyó en sólo 0.9% al crecimiento económico de Colombia; sólo un recorte del 20% en el gasto público (en un escenario de política fiscal ortodoxa, procíclica y contraccionista) podría reducir máximo en 1% el crecimiento económico. Al respecto Gómez (2014), considera que un ajuste fiscal pasaría por el recorte a programas sociales lo que aumentaría el porcentaje de población bajo condiciones de pobreza del 29% actual a 34% a 2016, que luego cedería hasta ubicarse en 31% en 2020, lo que significaría perder 6 años al menos, en términos de reducción de la pobreza⁶⁹.

⁶⁸ VARGAS, Hernando (2011). Monetary Policy and the Exchange Rate in Colombia. Bogotá: Banco de la República, Borradores de Economía, No. 655

⁶⁹ GÓMEZ, Hernando José (2014). Colombia frente a una destorcida en los precios del petróleo. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Cuadernos PNUD. Bogotá.

- e) Reducción en los flujos de inversión extranjera directa (IED) asociada al sector minero – energético, la cual representa a 2014, el 46% del total de los flujos de IED en Colombia. Este recorte no sólo acentuaría la depreciación del peso ante la expectativa de una menor oferta de divisas; implicaría efectos negativos en cuanto a generación de empleo, recaudo tributario, productividad y transferencia de conocimiento y tecnología, reduciendo el crecimiento potencial de la economía (crecimiento económico de largo plazo).
- f) Aumento en el nivel de las tasas de interés como respuesta de política al choque de tipo de cambio sobre la economía colombiana. La depreciación del tipo de cambio, de transmitirse de forma sostenida y permanente sobre los bienes transables, según el efecto pass- trough descrito anteriormente, podría comprometer el cumplimiento de la meta de inflación (2% - 4%).

Si la demanda interna está en la capacidad de absorber el choque inflacionario, merced al buen comportamiento del desempleo y la fortaleza del consumo de los hogares, la Junta Directiva del Banco de la República (JDBR) podría reanudar los incrementos en la tasa de intervención que viene haciendo desde 2013 (tasa REPO) lo que podría desestimular el crédito según el nivel al que puedan subir las tasas de mercado, a la vez que produciría una desvalorización de portafolios invertidos en deuda pública (desincentivando el ahorro); adicionalmente, el aumento de la tasa REPO incrementaría las señales de riesgo en la economía colombiana, incrementando las tasas de negociación de los títulos de deuda pública TES, así como la deuda corporativa constituida en bonos, generando una reducción de su precio de mercado. Además, en un entorno con tasas domésticas al alza, todos los instrumentos para la financiación de la inversión como emisión de bonos, colocación de acciones y créditos comerciales, se desestimularían por el mayor costo de capital que representaría para las firmas.

- g) Efecto de hojas de balance: Incremento del costo de la deuda pública y privada, sujeto a la estructura de vencimientos y el plazo promedio de la deuda.

El aumento del tipo de cambio afecta las empresas y entidades del sector público con obligaciones en moneda extranjera. En el caso del Gobierno Colombiano, el impacto es menor por cuanto gran parte de las colocaciones de títulos tanto en el mercado interno como externo se han hecho en pesos, lo que minimiza el riesgo cambiario; por el lado del sector privado, el menor precio del dólar durante la década anterior sumado a las bajas tasas de interés, estimuló el nivel de endeudamiento. Así mismo, la depreciación del peso implica un licuamiento o reducción en moneda doméstica de los activos, los cuáles se depreciarían en dólares, reduciéndose potencialmente el valor de las empresas; éste hecho desincentivaría la colocación de acciones para la consecución de recursos de capital (apalancamiento operacional) y dificultaría la posibilidad de vender a precios altos consistentes con la expectativa del Gobierno, parte o el total de su participación bien sea en empresas estatales, o en empresas de capital mixto.

3.3.4 Visiones académicas, gremiales y de multilaterales sobre las perspectivas a mediano plazo de Colombia, bajo un entorno de precios bajos en el mercado mundial de hidrocarburos.

En su último informe sobre Evaluación Económica de Colombia, la OCDE destacó que entre 2000 y 2014, el país tuvo un crecimiento promedio de su PIB Per Cápita del 3.2%, muy por encima del que presentó entre las década de los ochenta y noventa (0.3%), habiendo pasado el PIB Per Cápita de Colombia como porcentaje del PIB Per Cápita de EE. UU., según el organismo multilateral, de ser 18% en 2000, a ser 23% al término de 2014⁷⁰. En adición, la OCDE resaltó el descenso sostenido de la inflación anual, hoy en 3.7%, cifra que era del 32% en 1990. Sin embargo, en relación con el descenso sostenido en los precios del petróleo, la OCDE considera que afectará la inversión, la balanza de pagos y reducirá los ingresos del Gobierno por la disminución en los ingresos de Ecopetrol, así como por el menor recaudo del impuesto a la renta de sociedades y el descenso en las regalías. La OCDE considera que la normalización de la política monetaria en Estados Unidos, incrementará la volatilidad de los activos financieros en Colombia, y producirá una mayor presión para depreciar el peso respecto al dólar, afectando decisiones de inversión sobre las empresas, sumado a los efectos inciertos de la reforma tributaria que entra en 2015 en vigencia, la cual incrementa la carga impositiva sobre las empresas.

Destaca la OCDE, que la solidez de las políticas macroeconómicas y la fortaleza del sistema financiero, son aspectos que hacen a Colombia un país mejor preparado que en décadas anteriores, para enfrentar una crisis por caída de precios de materias primas, así como para absorber choques externos transmitidos a través del tipo de cambio y/o las tasas de interés externas.

Reconociendo el impacto negativo de la caída de precios del petróleo, la OCDE (Op. Cit.), estima un crecimiento económico para Colombia de 4.4% en 2015, y de 4.7% en 2016, sustentado en el consumo privado, que crecerá en 2015 – 2016 a un promedio de 4.2%, y una fuerte recuperación de las exportaciones, que luego de experimentar una contracción de 1.6% en 2014, crecerían en 5.8% para 2015 y en 6.3% para 2016, impulsadas por el buen crecimiento de EE. UU. y los efectos de un mayor tipo de cambio, en términos de competitividad. Además, la OCDE prevé un drástico descenso en las importaciones, cuya tasa de crecimiento estimada en 2014 en 7.9% bajaría a 2% en 2015 y 5.9% en 2016. En cuanto al desempleo, la OCDE proyecta un promedio de 7.5% en 2015 – 16, lo que implicaría un freno a una tendencia descendente que esta variable ha marcado en los últimos 5 años.

Sin embargo, la OCDE en su informe Colombia 2015 (Ibid) es enfática en reiterar la necesidad que el país realice una reforma tributaria integral que mejore sustancialmente el recaudo, en renta e impuestos indirectos, donde se incrementa sustancialmente el número de personas declarantes, sugiriendo además el retiro gradual del impuesto a la renta empresarial. Además, hace un llamado a reformar el régimen de pensiones, considerando el rápido envejecimiento de la población colombiana, y el alto costo fiscal que a largo plazo generará el régimen de prima media.

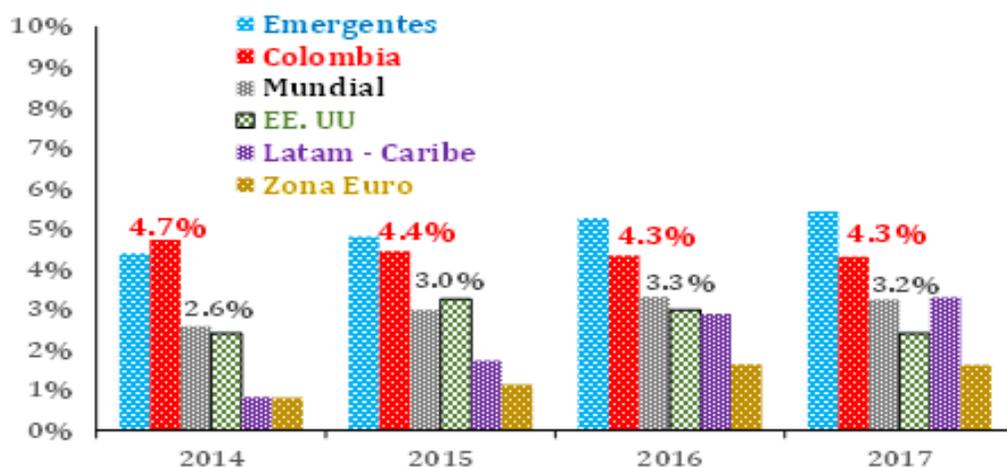
⁷⁰ OCDE (2015). Estudios Económicos de la OCDE: Colombia 2015. Visión General.

Con relación al sistema tributario y la actividad minero – energética, la OCDE propone la implementación de un impuesto al carbono, idea ya propuesta por la Administración Santos en 2012, para desincentivar actividades y prácticas, en especial en minería, que afectan negativamente el medio ambiente. La OCDE considera que los ingresos tributarios relacionados con el medio ambiente, son aún muy bajos (3.7% del total de impuestos) respecto a los países de la organización (5.7%), y se concentran excesivamente en impuestos a los combustibles para el transporte, lo que se explica en la relativa baja emisión de gases de efecto invernadero en la generación de energía, dada la dependencia de la energía hidroeléctrica. Por ello, la OCDE (Ibid.) sugiere establecer un régimen impositivo donde se diferencien los impuestos sobre los combustibles, de acuerdo a su contenido energético y su impacto en la contaminación del aire y su potencial capacidad de emisión de gases invernadero.

El Banco Mundial al hacer sus previsiones económicas de mediano plazo⁷¹, muestra a Colombia como el país de Latinoamérica con mayor crecimiento promedio y de mayor estabilidad macroeconómica (Gráfica 3-31). Colombia tendría durante los próximos tres años, un crecimiento promedio del 4.4%, creciendo 1.2% en promedio por encima de la economía mundial, creciendo por debajo de los mercados emergentes en promedio en 1%, pero haciéndolo también de manera significativa por encima de Latinoamérica.

Esta situación, debe ser aprovechada para evitar fenómenos de contracción de flujos de capital *sudden stop* que pudieran afectar el crecimiento sectorial, la generación de puestos de trabajo y los ingresos fiscales.

Gráfica 3-31. Previsiones Económicas de Mediano Plazo Banco Mundial



Fuente de datos: Banco Mundial
Fuente de gráfica: UPME

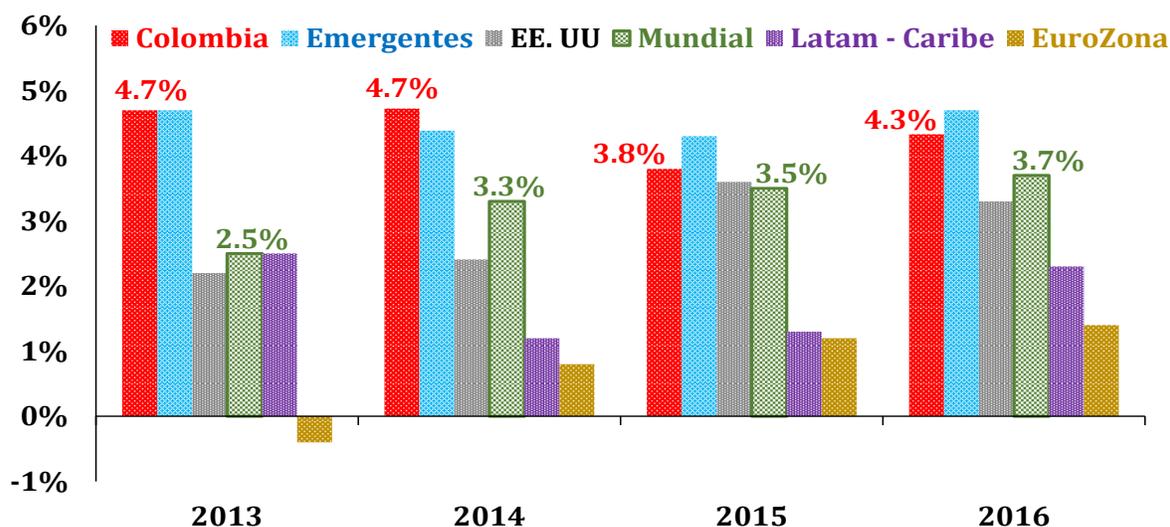
⁷¹ World Bank Group (2015). Global Economic Prospects, January 2015: Having Fiscal Space and Using It. Washington, DC: World Bank.

Sin embargo, el FMI, se apartó de la OCDE y el Banco Mundial, y decidió hacer una revisión a la baja significativa en el crecimiento económico colombiano para 2015, disminuyéndolo de 4.7% a 3.8%⁷², al considerar la vulnerabilidad que el país tiene en un entorno de precios bajos del petróleo, del que obtiene su principal fuente de ingresos por exportaciones, la depreciación del peso y la disminución del crecimiento económico potencial en los mercados emergentes (Gráfica 3-32). El FMI se muestra preocupado por la divergencia en el crecimiento económico entre EE. UU, Japón y Europa, aspecto que no permite la recuperación sólida del nivel de exportaciones colombianas.

Es importante anotar que el FMI, considera que el abaratamiento del petróleo tendrá un beneficio neta para la economía mundial, por la mejoría que generará en los ingresos de los consumidores, máxime cuando la gran mayoría de países son importadores de crudo. En general, el FMI destaca tres aspectos positivos, que para las economías emergentes como Colombia tendrá la caída de los precios del petróleo:

- La depreciación del tipo de cambio amortiguará el choque negativo de la caída en precios de materias primas.
- Ofrece una oportunidad para reformar los impuestos y los subsidios energéticos existentes en países exportadores e importadores de petróleo.
- El ahorro que generaría la eliminación de subsidios energéticos, se puede focalizar en protección a la población de menores ingresos, da mayor margen a un ajuste fiscal por reducción del gasto para disminuir déficits presupuestales, y libera recursos que pueden también destinarse en proyectos de infraestructura.

Gráfica 3-32 Previsiones Económicas de Mediano Plazo FMI



Fuente de datos: World Economic Outlook – FMI

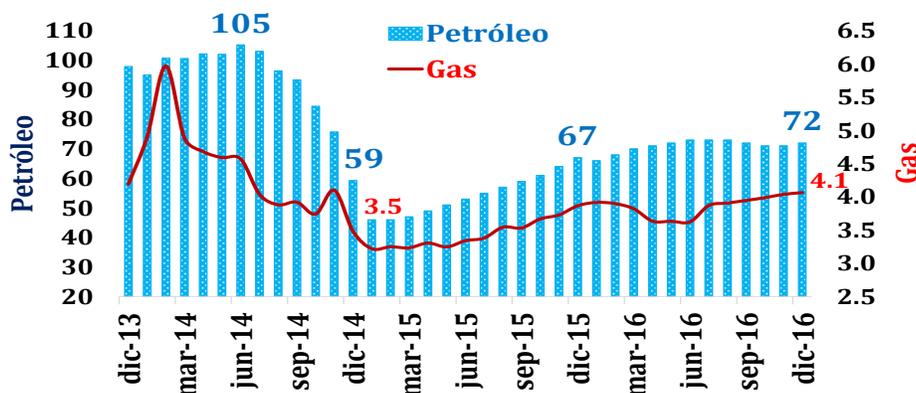
Fuente de gráfica: UPME

⁷² Fondo Monetario Internacional – FMI (2015). Perspectivas de la Economía Mundial

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) al comenzar 2015 hizo una revisión de sus proyecciones de precio de gas y petróleo, concluyendo que al menos, en los próximos dos años, el precio del petróleo se mantendrá por debajo de 75 dólares, y que el efecto “rebote” será moderado (Gráfica 3-33). Mientras el precio promedio de barril se proyecta terminar en USD 59 para 2015, en 2016 lo haría en USD 72, niveles aún muy lejanos a los niveles promedio alrededor de USD 105 presentados incluso en el segundo trimestre de 2014. Las previsiones de la EIA confirman entonces que la caída en los precios de hidrocarburos no es choque transitorio, y que implica para países productores y exportadores de petróleo y gas como Colombia adaptarse y hacer ajustes frente a una perspectiva de menores ingresos en el sector minero – energético. La recuperación del precio del gas, también sería moderada, previéndose que entre diciembre de 2014 y diciembre de 2016 pasaría de USD 3.5 a USD 4.1.

Adicionalmente, la EIA considera que la producción mundial en los países productores que no son miembros de la OPEP, como es el caso de EE. UU, Noruega o México, seguirá creciendo aunque a un ritmo moderado del 1% promedio en 2015 – 2016, llegando en diciembre de 2016 a 58 millones de barriles mensuales, 1.5 millones más que el nivel a diciembre de 2014 (Gráfica 3-34).

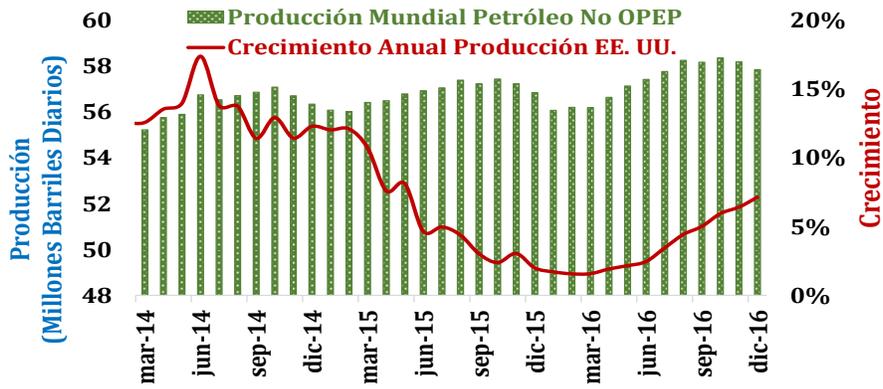
Gráfica 3-33 Previsiones Precio del Petróleo (Por Barril) y Gas (Millón de BTU)



Fuente de datos: EIA
Fuente de gráfica: UPME

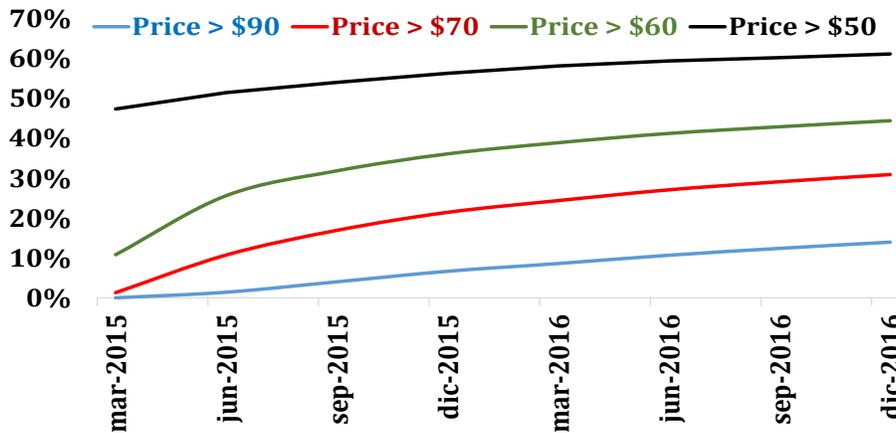
La proyección de los escenarios de precios hecha por la EIA, a pesar de considerar un grado de incertidumbre relevante, por la volatilidad reciente en los precios, muestra una probabilidad inferior al 7% a 2015 y a 14% a 2016, que el precio del barril pueda estar por encima de USD 90 (Gráfica 3-35); mientras, el escenario más probable de precio, sería en un rango entre USD 50 y USD 60, con una probabilidad del 56% para diciembre de 2015 y del 61% para diciembre de 2016. Así mismo, las previsiones de producción indican que aunque EE. UU no sostendría su participación actual de 24%, se mantendría en un nivel aun relevante, del 19%, para 2016, evidenciando la sostenibilidad de su política energética.

Gráfica 3-34 Previsiones Producción Mundial de Petróleo Países No Miembros de la OPEP



Fuente de datos: EIA
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-35. Probabilidad de Trayectorias de Precios Barril de Petróleo (Al alza)

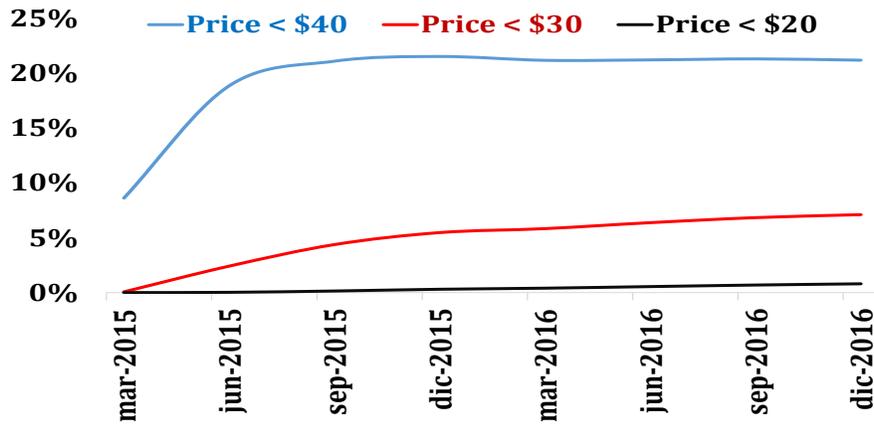


Fuente de datos: EIA
Fuente de gráfica: UPME

Por su parte, en la revisión de los escenarios pesimistas, acerca de un precio por debajo de USD 40, se encuentra una baja probabilidad que los precios del petróleo entre 2015 y 2016 pudieran situarse por debajo de dicho valor (Gráfica 3-36). A diciembre de 2015, la probabilidad que el petróleo se ubique por debajo de USD 40 es del 21%; que el precio del barril se sitúe por debajo de USD 30 es del 5.5%. En un escenario aún más ácido, la probabilidad que el precio del barril se sitúe por debajo de USD 20 es de sólo 0.3%.

En una previsión a diciembre de 2016, todas las probabilidades anteriores para escenarios de precio menores a USD 40 se mantienen en niveles relativamente similares. Esto indica, que es altamente improbable una disminución del precio del barril de crudo por debajo de USD 50 y que el rango en el cual el precio se estabilizaría durante los próximos dos años se ubicaría en USD 50 – USD 60.

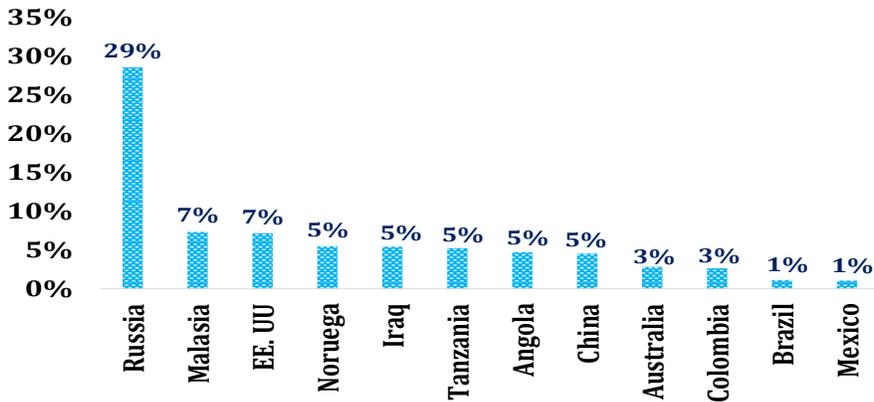
Gráfica 3-36 Probabilidad de Trayectorias de Precios Barril de Petróleo (A la baja)



Fuente de datos: EIA
Fuente de gráfica: UPME

Cabe señalar que la evolución de los precios también quedará condicionada al comportamiento de la inversión, que de acuerdo a Wood Mackenzie, indica una concentración de reservas en lo que refiere a proyectos nuevos de exploración, en Rusia (Gráfica 3-37). Para el caso de Colombia, concentraría 3% de las reservas a explorar, aunque destaca que supera en éste indicador, el país supere a Brasil y México.

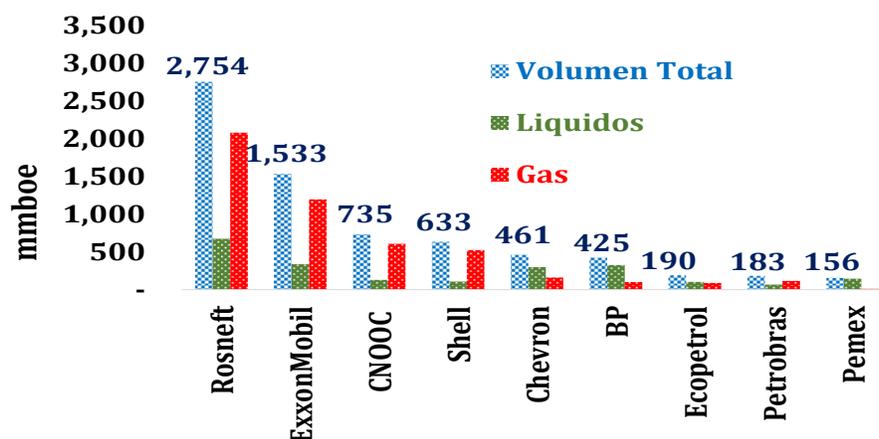
Gráfica 3-37 Participación en Reservas de Gas y Petróleo en Proyectos Actuales de Exploración



Fuente de datos: Wood Mackenzie – UPME
Fuente de gráfica: UPME

Frente a los riesgos advertidos por la OCDE en cuanto a Ecopetrol, hay que señalar que si bien la entidad como todas las firmas del sector, se verá afectada con menores ingresos por la reducción en el precio, es hoy la firma latinoamericana con mayor volumen de producción (190 mmbob) aspecto que indica su fortaleza regional (Gráfica 3-38)

Gráfica 3-38. Volumen de Producción Actual por Compañía



Fuente de datos: Wood Mackenzie – UPME

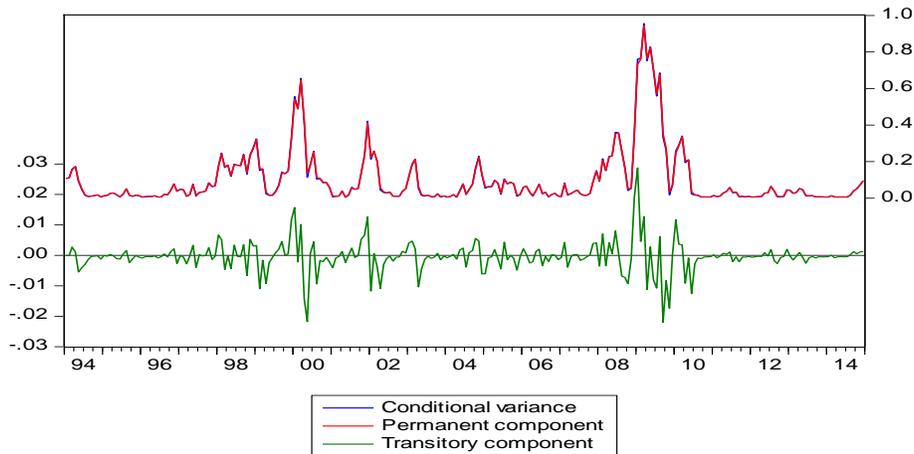
Fuente de gráfica: UPME

Un aspecto adicional que debe considerarse es analizar hasta qué punto la volatilidad actual de los precios del petróleo, puede considerarse alta. Si bien los precios tuvieron un brusco descenso de USD 105 a USD 57 entre Junio y Diciembre de 2014, la estimación hecha de Modelos GARCH para examinar la volatilidad de las variaciones exhibidas anualmente por el precio del petróleo, en una muestra de 20 años con periodicidad mensual, indica que la coyuntura actual no ha sido siquiera cercano a episodios de mayor volatilidad, los cuáles se presentaron al final de la década de los noventa, así como entre 2008 y 2010 en cuanto la década anterior.

Los modelos GARCH, que presentan una persistencia menor a uno⁷³ para petróleo y gas, indican que aunque la volatilidad condicional ha aumentado en los últimos meses, la volatilidad está significativamente por debajo de niveles históricos (Gráfica 3-39, Gráfica 3-40). Esto implica, que paradójicamente, en los niveles de precio actual, es menos compleja la estimación como también la predicción de los precios del petróleo, por cuanto la menor volatilidad, implica un mayor acercamiento de la media histórica con respecto a las observaciones. Así mismo, el comportamiento actual de la volatilidad del petróleo y del gas, obtenida con los modelos GARCH, muestra que las predicciones hechas por EIA sobre precios pueden ser altamente confiables, y con un menor grado de incertidumbre frente a proyecciones que se hubieran hecho de gas o petróleo meses atrás, en un entorno entonces de precios altos de los hidrocarburos.

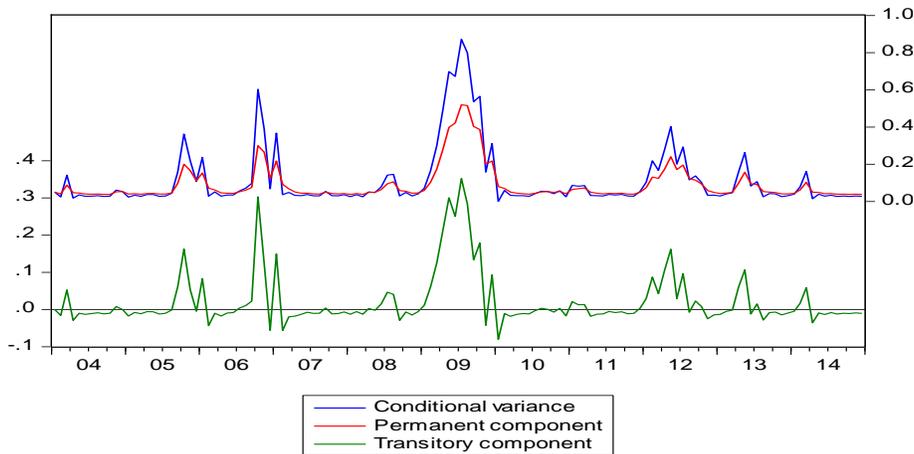
⁷³ La persistencia en un modelo Garch hace referencia a la suma de los valores de los parámetros. Para que el pronóstico sea confiable, y presente reversión a la media (convergencia hacia un valor de proyección), la persistencia debe ser menor a uno.

Gráfica 3-39. Volatilidad Condicional (GARCH) Variación del precio del Petróleo 1994 – 2014



Fuente de datos: FMI – UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-40 Volatilidad Condicional (GARCH) Variación del precio del Gas 1994 – 2014



Fuente de datos: FMI – UPME
Fuente de gráfica: UPME

En el medio colombiano, los estudios recientes sobre posibles impactos de la caída en los precios de hidrocarburos han sido liderados por Fedesarrollo, la firma de consultoría Wood Mackenzie y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).

Fedesarrollo en un estudio publicado en Diciembre de 2014, evaluó la contribución económica del sector de hidrocarburos; el informe señala que la economía colombiana crecerá a mediano plazo dentro de la senda de crecimiento potencial objetivo situada entre el 4% y el 5%⁷⁴.

⁷⁴ FEDESARROLLO. Evaluación de la contribución económica del Sector de Hidrocarburos Colombiano frente a diversos escenarios de producción. Informe Final para la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Bogotá: Diciembre de 2014.

Así mismo, es medurado en sus previsiones del tipo de cambio, que sitúa en un rango entre COP 1,600/USD y COP 2,400/ USD. En cuanto al precio mundial del crudo, el estudio de Fedesarrollo prevé escenarios de recuperación lenta y sostenible a partir de 2016; para Fedesarrollo, al precio del petróleo le tomaría 10 años recobrar una dinámica de precios estable y por encima de USD 80.

Los escenarios de Fedesarrollo se construyen bajo dos supuestos: a) un nuevo ciclo económico liderado por una economía estadounidense creciendo a tasas altas y acordes a su crecimiento potencial (por encima del 3%) que sustentarán la apreciación del dólar; b) establece un piso en el precio del petróleo de USD 60, el cual es inferior al cierre 2014 donde las referencias de crudo WTI y el Brent se situaron en USD 53 y USD 57 respectivamente.

Con relación a la participación del Estado en la renta petrolera, la firma de consultoría Wood Mackenzie respaldó una reciente publicación del sistema de información financiera Bloomberg, acerca de la baja presión fiscal que tienen los subsidios en Colombia, lo cual le da margen para incrementar precios a través de la regulación que hay en el mercado de combustibles, y la implementación progresiva, según recomendación de la OCDE, de un esquema de tarifas ajustado por gravamen. Wood Mackenzie resalta la necesidad de incrementar la competitividad tanto en las condiciones de exploración tanto convencional como no convencional desde el punto de vista tributario y con los avances en infraestructura, para hacer a Colombia un país más atractivo para la inversión extranjera en hidrocarburos no obstante las previsiones de precios bajos en los mercados mundiales⁷⁵. En este aparte, el debate de los expertos, es establecer hasta qué punto las facilidades tributarias son marginales o relevantes en las decisiones de inversión en una perspectiva que se mantendrán a mediano plazo los precios bajos en petróleo y gas natural.

Sin embargo, las empresas petroleras que operan en México, Ecuador, Brasil y Colombia, han anunciado reducción de su nivel de inversiones independientemente de los beneficios tributarios, que por ejemplo México estableció para incrementar su volumen de producción y garantizar su autosuficiencia en hidrocarburos a mediano plazo. Con la acelerada reducción del margen (mark – up) de los inversionistas, y un precio cada vez más cercano al costo medio de producción por barril, los anuncios de recorte de inversión de las empresas petroleras en la región, indican que los estímulos tributarios no son suficientes y tienden a ser marginales, en una perspectiva de precios bajos de crudo, para incrementar los flujos de inversión extranjera en el sector minero – energético.

No obstante, la tendencia a la baja del precio de los hidrocarburos, tanto el análisis de Wood Mackenzie como el de Fedesarrollo con relación al futuro del precio del petróleo y sus derivados, tiende a ser moderadamente optimista en un entorno donde el cambio de ciclo económico, y el fin del boom de las economías emergentes, están mostrando al dólar en su nivel más alto desde 2003, y un petróleo con posibilidades de situarse debajo de los USD40 en sus referencias WTI y Brent.

El estudio de Gómez (Op. Cit.) sobre el efecto de la caída de precios del petróleo sobre la economía colombiana, alerta sobre la complejidad macroeconómica que puede darse si los precios del petróleo no revierten en el corto plazo, su tendencia a la baja.

⁷⁵ WOOD MACKENZIE. Estimación de la Participación del Estado en la Renta Petrolera Colombiana. Informe Final para la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME. Bogotá: Diciembre de 2014.

Mediante la estimación de un modelo Mundell – Fleming (Modelo para simular el comportamiento de una economía abierta con tipo de cambio fijo o flexible), Gómez (Ibid.) encuentra una consistencia empírica con las previsiones teóricas de una caída en los precios del petróleo: contracción del PIB en el corto plazo, y convergencia al crecimiento potencial con pérdida no recuperable del ingreso nacional durante el período de transición.

Gómez (Ibid.) afirma, que de mantenerse el precio del petróleo en niveles cercanos a los USD60, que la economía colombiana podría verse abocada, a un escenario de recesión comparable al que presentó durante el período 1998 – 1999 cuando la economía colombiana tuvo la mayor contracción que se hubiera registrado en el siglo XX (– 4.3%).

La proyección de crecimiento económico para Colombia de Gómez (Ibid.) en el corto plazo es pesimista con relación a las proyecciones oficiales, de multilaterales y de analistas: 1.4% en 2015 y – 2.6% en 2016, afectándose más la minería y la construcción, con una reducción promedio del 1% (como % del PIB) en los ingresos fiscales. Gómez (Ibid.) coincide con los planteamientos señalados por la UPME en cuanto a reconocer la dificultad de una recuperación del precio del petróleo a mediano plazo por las siguientes razones: a) la producción convencional seguirá aumentando la oferta de crudo a una tasa superior al crecimiento esperado de la demanda; b) la capacidad de sustitución del petróleo se ha incrementado con la mayor oferta de energías renovables y combustibles no fósiles; c) los excesos de oferta que presionan el precio hacia abajo, se acentuarán bajo un escenario altamente previsible de disminución del crecimiento de las principales economías emergentes (China, India, Rusia, Brasil) como proyectan analistas de la banca privada, multilaterales (CEPAL, FMI) y proyecciones oficiales.

Por su parte, los estudios recientes del Banco de la República señalan que el crecimiento económico colombiano aunque pueda desacelerarse, a mediano plazo se ubicaría en un rango entre 3% y 5.3%, reconociendo la posibilidad que la economía crezca por debajo del 4.7% promedio, al que lo hizo entre 2004 y 2014, pero sin que implique atravesar una fase de recesión dentro de la dinámica del ciclo económico. Además, la JDBR considera que el hecho de tener Colombia un régimen cambiario de libre flotación, da la posibilidad de amortiguar los choques cambiarios, por cuanto el Emisor cuenta con la discrecionalidad para intervenir, y al no haber un tipo de cambio objetivo, no genera especulación en el mercado, a partir de la política cambiaria que diseña y ejecuta.

Debe además indicarse, en línea con los argumentos expuestos por la JDBR, que una depreciación del tipo de cambio, al corregir términos de intercambio, y acompañada de la reducción del precio de las materias primas, en un escenario de autosuficiencia energética, estimularía a los sectores agrícola e industrial, los cuáles fueron perjudicados por la apreciación del peso entre 2004 y 2014, y el encarecimiento del petróleo, derivados, combustibles y energía eléctrica.

De hecho, el incremento en el tipo de cambio por encima de su nivel de tendencia “overshooting del tipo de cambio” y el impacto que genera estimulando las exportaciones netas, amortiguando por el lado de la demanda, el impacto negativo de la depreciación del tipo de cambio sobre el consumo y la inversión, es reconocido por Gómez (Ibid.), siendo éste el principal desafío de las proyecciones: determinar hasta qué punto, la fuerte depreciación del peso colombiano tiene un impacto negativo sobre el crecimiento, y la reversión en un efecto positivo vía exportaciones y aumento del ahorro.

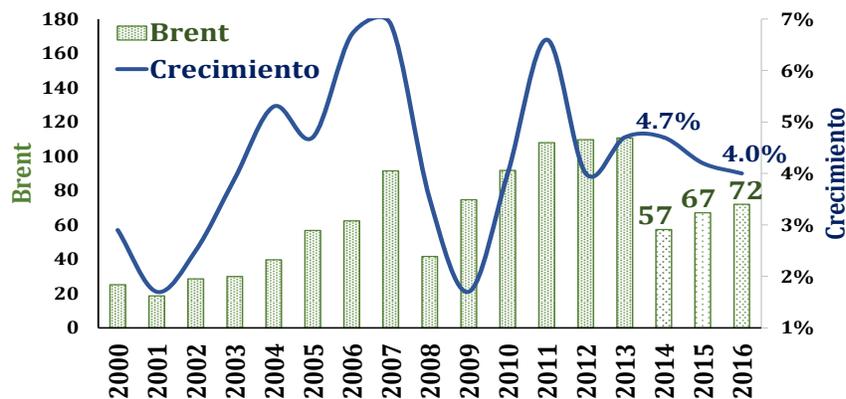
3.4 UNA MIRADA A COLOMBIA 2050: ¿HACIA UNA ECONOMÍA DE SERVICIOS?

3.4.1 Previsiones oficiales de crecimiento. Hacia la tercerización de la economía colombiana

De acuerdo a las proyecciones de la UPME, y en consistencia con las previsiones del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP), el crecimiento económico colombiano, debe mantenerse en una senda de crecimiento entre el 4% y el 4.5% a mediano plazo, en línea con una proyección para 2015 y 2016, del barril de petróleo de USD 74 y USD 87 respectivamente, según la previsión de la firma especializada Wood Mackenzie, que indica una recuperación consistente del precio sólo a partir del tercer trimestre de 2016 (Gráfica 3-41). Un escenario pesimista, pondría al Petróleo según la correlación estimada con el dólar, en un nivel de precio que caería hasta USD 43 y que posteriormente podría recuperarse hasta llegar a 68 hacia el final de 2016. En ambos escenarios, se reconoce que el rebote de precios no va a traer a mediano plazo el regreso los precios altos; es claro, que las firmas petroleras y de gas, deberán convivir a mediano plazo con una estructura de precios pegada al margen, es decir con un spread del precio frente al costo unitario más reducido (Gráfica 3-42)

La proyección de la UPME que situaría un escenario medio de USD 55 para el Brent, es acorde con las revisiones del plan financiero 2015, bajo las cuales se revisaron las previsiones de crecimiento económico, considerando que si bien un precio menor del petróleo reduce las expectativas de ingresos por el lado del sector minero – energético, la depreciación del peso compensa en un porcentaje en un rango del 40% al 80% (con una depreciación del 10% al 20% anual) una caída de precios de materias primas, a la par de hacer más competitivas las exportaciones de los sectores agrícola e industrial, lo que permitiría en un ejercicio de contabilidad del crecimiento, compensar por el lado de éstos sectores el crecimiento que deje de generarse por el lado del sector minero – energético.

Gráfica 3-41 Crecimiento Económico Colombia 2015 – 2016 Vs Previsión Precio Petróleo (USD – Brent)

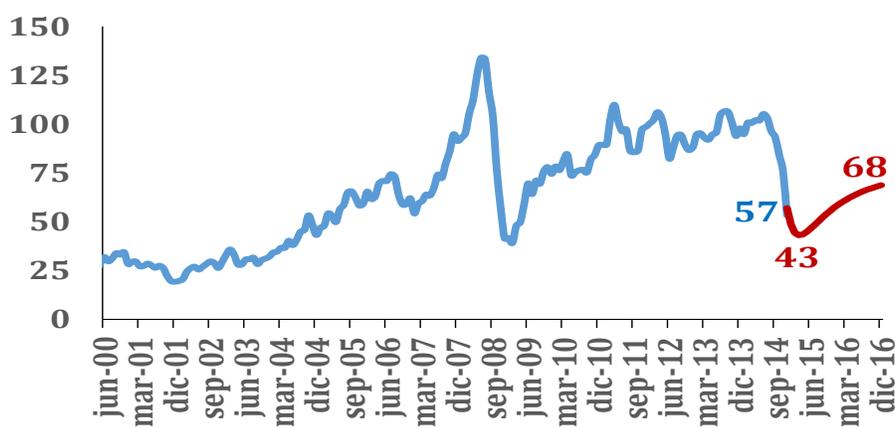


Fuente de datos: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

Fuente de gráfica: UPME

A mediano plazo, el panorama económico mundial es optimista por la mayor dinámica de las economías emergentes, que a pesar de no sostener sus altas tasas de crecimiento desde 2003, seguirán siendo focos de inversión extranjera. Latinoamérica sin embargo, deberá acelerar a largo plazo su dinámica de crecimiento en cuanto que su contribución al crecimiento económico mundial sigue siendo baja (Gráfica 3-43). EE. UU. y Asia son las dos regiones con mayor influencia en las previsiones de crecimiento mundial a 20 años, el cuál converge en el largo plazo al 3%, razón por la cual deben ser éstas dos economías, EE. UU. y Asia, los mercados donde Colombia debe potenciar sus exportaciones así como a cuyas necesidades debe ajustar su estructura económica. Las previsiones hechas muestran una estructura económica a futuro en Colombia enfocada en servicios (transporte, sector financiero, construcción) y menos en agricultura, minería e industria, independientemente del buen desempeño que se espera de estos sectores.

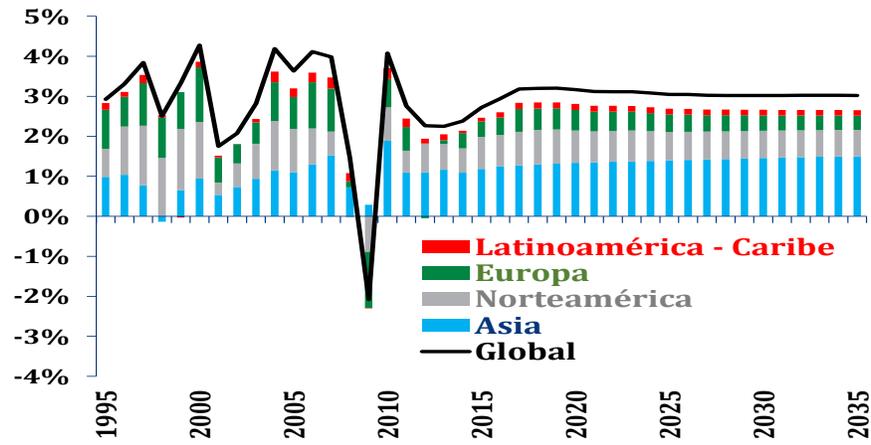
Gráfica 3-42 Previsión Petróleo (Brent) según Cotización con Dólar



Fuente de datos: Bloomberg – Reuters – UPME
Fuente de gráfica: UPME

A 2050 las previsiones hechas por la UPME muestran que el 69% del PIB estaría concentrado en el sector terciario y el 11% en actividades de agricultura, minería e industria. Esto, bajo el supuesto que éstos tres sectores sigan creciendo a tasa por debajo del sector terciario, aun exhibiendo tasas de crecimiento positivas (Gráfica 3-44, Gráfica 3-45). Una economía orientada a servicios obliga a rediseñar las necesidades de energía a futuro acordes con ésta posible estructura económica; en una economía de servicios, el uso relativo de la energía puede ser menos intensivo, y ser mayormente aprovechado por las energías renovables, así como fomentar la generación distribuida, por el acelerado impacto en términos de urbanismo que la industria de servicios genera.

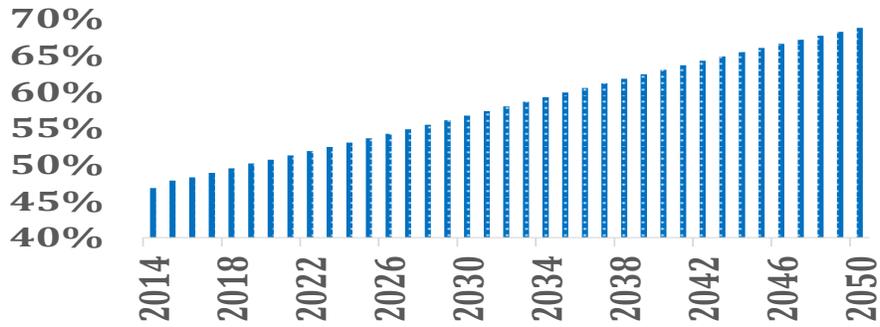
Gráfica 3-43 Contribución al Crecimiento Económico Global 2015 – 2035



Fuente de datos: Wood Mackenzie

Fuente de gráfica: UPME

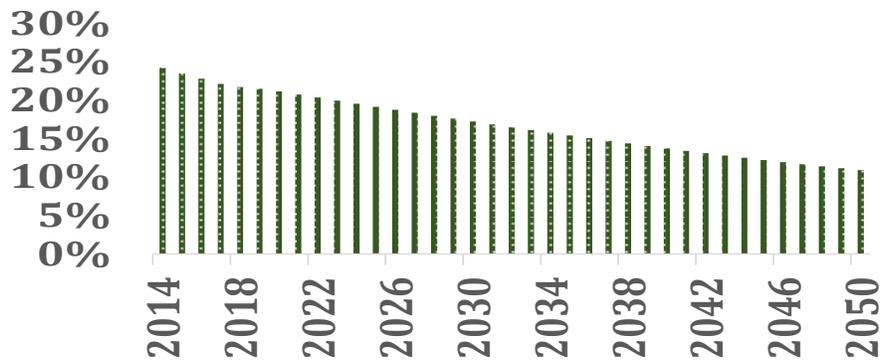
Gráfica 3-44 Proyección de Participación Sector Terciario en el PIB Colombia 2014 - 2050



Fuente de datos: DNP – DANE – UPME

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-45 Proyección de Participación Sector Primario e Industria en el PIB Colombia 2014 - 2050

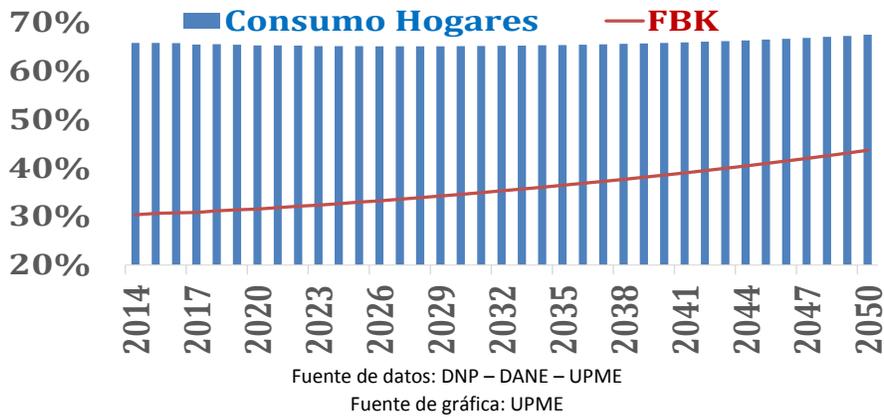


Fuente de datos: DNP – DANE – UPME

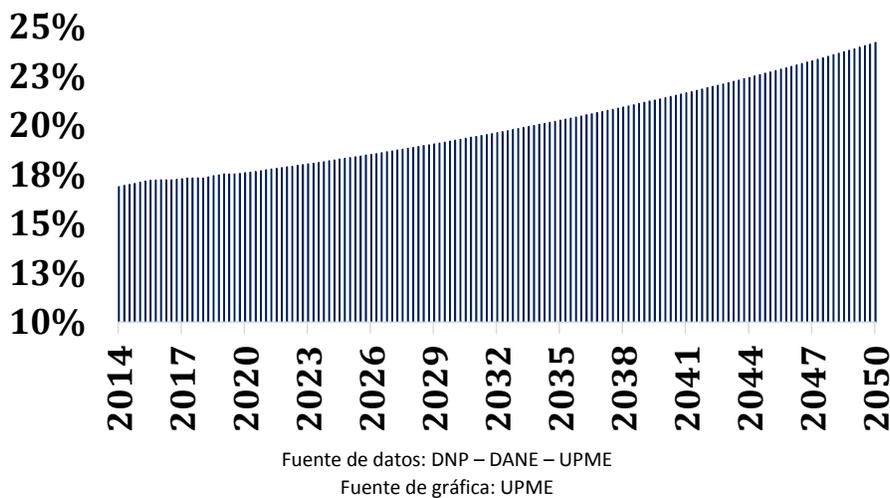
Fuente de gráfica: UPME

Por el lado de la demanda, se mantendría el liderazgo del consumo de hogares, mientras el gasto público tendería a ser creciente por las mayores necesidades de gasto en inversión en obras civiles (Gráfica 3-46, Gráfica 3-47) como también por los costos sociales asociados a una población con mayor esperanza de vida y un descenso significativo en sus tasas de natalidad, que se proyecta a niveles menores a 1.5 hijos por mujer en las principales ciudades, del nivel actual ubicando en el rango de 1.8 – 2.5, de acuerdo a las cifras del censo y proyecciones del DANE. Las proyecciones de la pirámide poblacional a mediano plazo indican un envejecimiento de la población económicamente activa, aspecto que repercutiría negativamente en la productividad, lo cual se convertiría en una restricción estructural de Colombia para crecer por encima del 4% en el largo plazo (Gráfica 3-48).

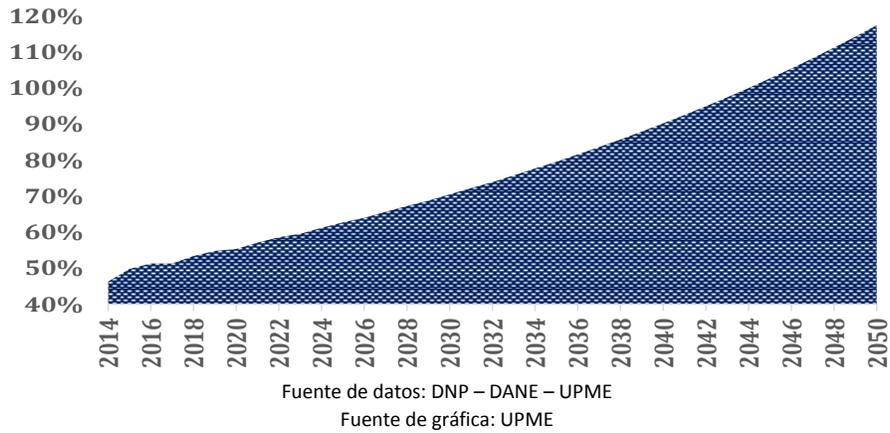
Gráfica 3-46 Proyección de Consumo e Inversión (FBK) como Porcentaje PIB Colombia 2014 - 2050



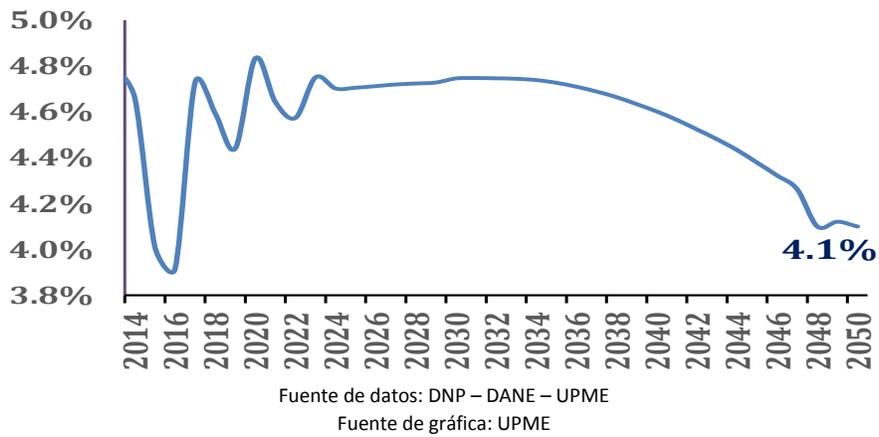
Gráfica 3-47 Proyección de Gasto Público como Porcentaje PIB Colombia 2014 - 2050



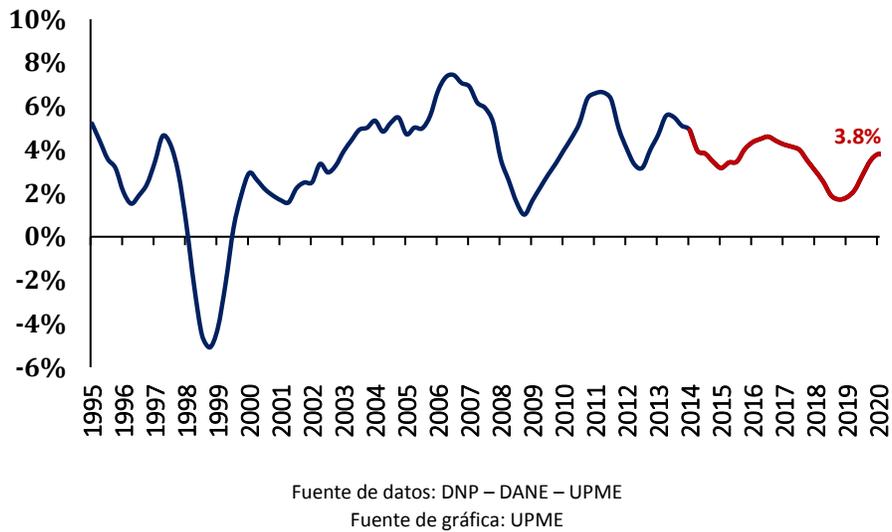
Gráfica 3-49 Proyección de Grado de Apertura Colombia 2014 - 2050



Gráfica 3-50 Previsión de Crecimiento Económico Colombia 2014 - 2050



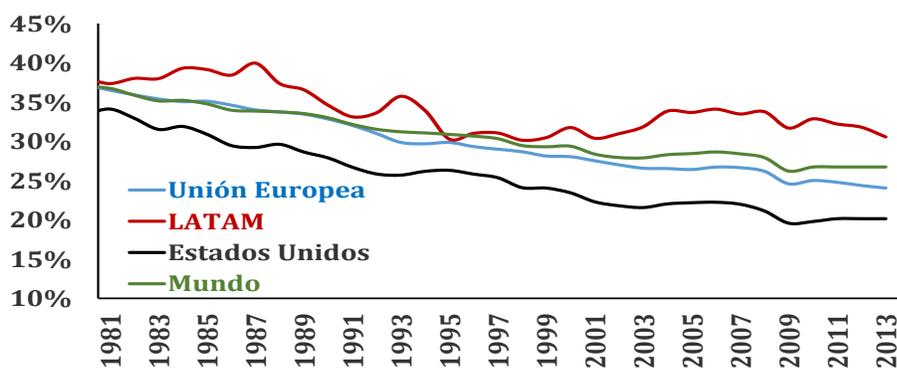
Gráfica 3-51 Escenario Alternativo (Pesimista) Crecimiento Económico Colombia 2014 - 2020



3.4.2 La industria manufacturera y la agro - industria frente al reto de un petróleo de bajo precio y la tercerización de la economía

La tercerización de las economías es una tendencia irreversible en el mediano plazo tanto en las economías desarrolladas como emergentes. Incluso América Latina (Latam) a pesar de la menor dinámica del sector en la última década, es la región con mayor participación de la industria como porcentaje del PIB: la industria a 2013, representa el 31% del PIB de la región (Gráfica 3-52).

Gráfica 3-52. Participación del PIB en la Industria



Fuente de datos: Banco Mundial

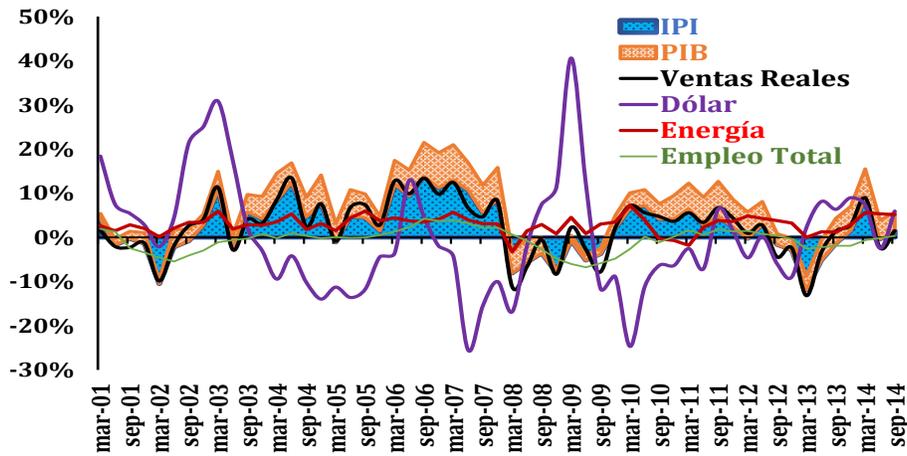
Fuente de gráfica: UPME

Sin embargo, para el caso colombiano tanto la agricultura como la industria, han venido reduciendo su participación del PIB de forma acelerada durante la última década. Para la agricultura existen factores que explican que sea consistente una reducción acelerada de su participación en el PIB: el 70% de la población vive en la ciudad, una tendencia de urbanismo en alza que reduce la disponibilidad de mano de obra y por ende la encarece, y una tendencia de largo plazo a reducirse el precio de las materias primas, lo cual desestimula la actividad agrícola en países con bajo nivel tecnológico y reducida capacidad de generación de valor agregado como sucede en Colombia.

Al examinar la actividad industrial medida por el Índice de producción industrial (IPI) en las dos últimas décadas, se observa un desacoplamiento entre la dinámica de la industria y la dinámica del crecimiento económico (Gráfica 3-53); aún más preocupante, es el hecho que la industria parece comportarse como una isla dentro de la dinámica del ciclo económico: frente a las variaciones del dólar, ni los cambios en la demanda de energía, como tampoco antes cambios en las ventas y el empleo, la industria reacciona de forma asimétrica y menos que proporcionalmente. Este aspecto preocupa, porque significa que la actividad industrial ha perdido capacidad predictiva como indicador líder del crecimiento económico, y porque la dinámica del crecimiento tiene menos en cuenta el desempeño industrial.

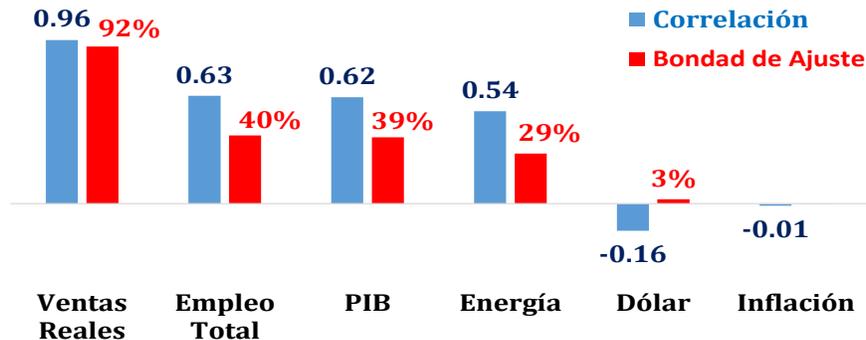
Considerando el análisis de correlación, la industria tiene una correlación con el PIB de 0.6, si bien no es despreciable, implica que sólo el 39% de las variaciones se explican por el PIB, porcentaje que se reduce al 29% cuando se explica industria por demanda de energía, e insignificante si se asocia con inflación o variaciones en el tipo de cambio (Gráfica 3-54).

Gráfica 3-53 Variación Anual IPI Colombia Vs Variación Anual PIB/ Dólar/ Energía/ Empleo/ Ventas



Fuente de datos: DANE – UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-54. Correlación IPI Colombia Vs Variación Anual PIB/ Dólar/ Energía/ Empleo/ Ventas

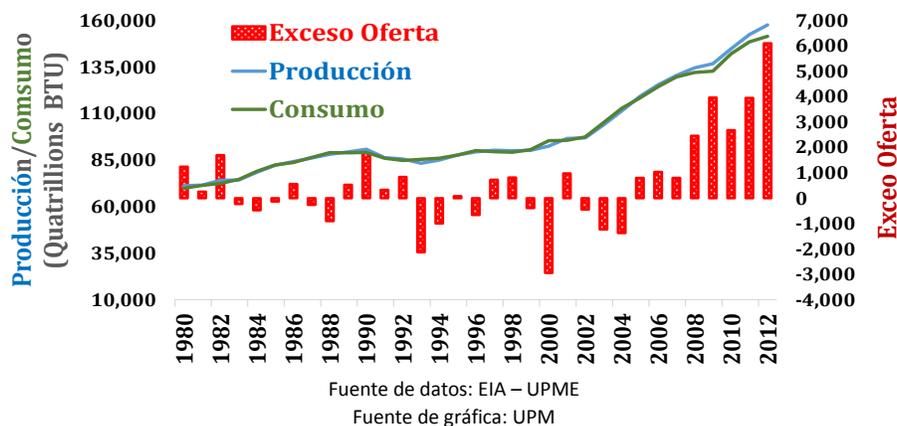


Fuente de datos: DANE – UPME
Fuente de gráfica: UPME

Sin embargo, las perspectivas para la industria pueden mostrar un panorama distinto al de la última década. La industria, que sufrió los efectos de un peso apreciado, y el desplazamiento de la inversión hacia minería y energía, puede encontrar una ruta de recuperación que le permita si bien no evitar que la economía colombiana se termine tercerizando, sí conseguir aumentar su tasa de crecimiento y recuperar participación en el PIB. Esta ruta está dada por a) depreciación del peso, del 9% en 2013 y 20% en 2014, descrita en este informe previamente, b) las perspectivas de mayor crecimiento en EE. UU, c) la implementación de programas promovidos por Colciencias para desarrollar proyectos de innovación con estímulos tributarios, d) la mayor disponibilidad de materias primas por la mayor oferta, y en el caso del carbón, por la desaceleración de su demanda mundial.

En el caso del carbón, el exceso de oferta se ha hecho evidente en los últimos 9 años, cuando progresivamente el nivel de producción ha ido excediendo el de consumo, coadyuvado por la desaceleración de mercados emergentes de alto consumo como China e India, y el endurecimiento de normas ambientales que han restringido su uso, principalmente en Europa, explicando así la caída de su precio en los mercados mundiales (Gráfica 3-55). Esto puede ser aprovechado por la industria nacional, para generar energía (en sus procesos térmicos y en la autogeneración, aprovechando además, que los excedentes de autogeneración se pueden entregar a la red), a la vez que contaría con un carbón aún abundante y de bajo precio. Además, Colombia cuenta con una oferta potencial significativa en biocombustibles que en el contexto de menores precios de materias primas también, pueden reducir su precio, y reducir los costos de producción de la industria, para estimular así la generación de mayores beneficios.

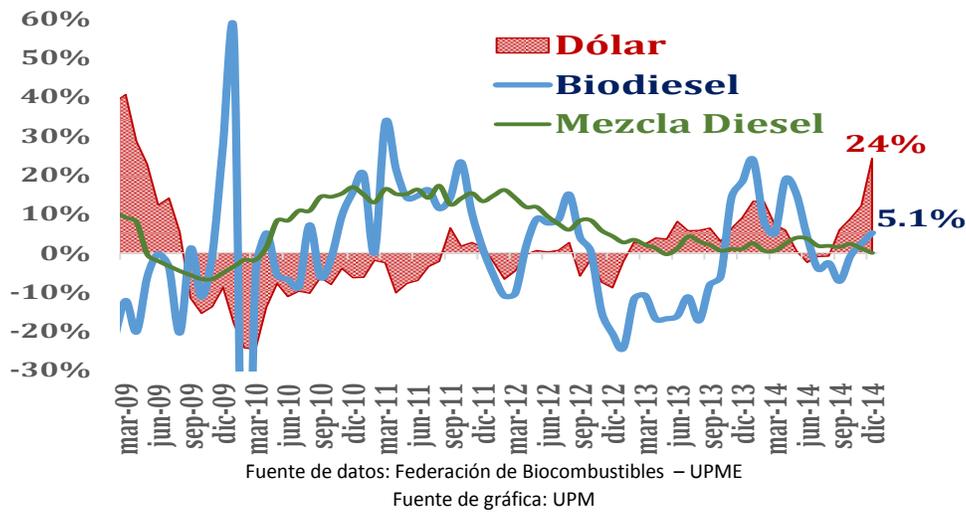
Gráfica 3-55 Dinámica del Mercado Mundial del Carbón



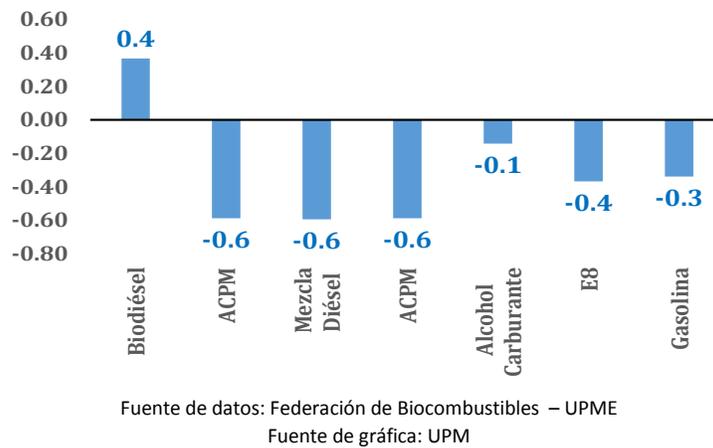
No obstante, para que ésta situación se materialice, es necesario revisar las fórmulas para el cálculo de tarifas a fin de poder sincronizar las tendencias de mediano plazo de materias primas con los precios internos. Un caso evidente es el que viene ocurriendo con el biodiesel, el cual ha venido subiendo por cuenta del fortalecimiento del dólar, y del establecimiento de aranceles al aceite de palma, a pesar que éste ha bajado su cotización en los mercados (Gráfica 3-56). De hecho, la correlación del dólar sólo es significativa y positiva con el Biodiesel (Gráfica 3-57) de manera que en un contexto de mediano plazo donde el dólar se siga fortaleciendo y las materias primas debilitando, es factible que el precio de los biocombustibles previo ajuste de su cálculo tarifario, estimule por su menor precio, la actividad industrial.

El contexto de menores precios en materias primas, hace que el mercado de la energía comience a dar señales claras de avanzar hacia un mercado de competencia perfecta. Este nuevo entorno debe generar cambios en la reacción de la demanda y la oferta frente a variaciones en los precios (elasticidad precio – demanda/ elasticidad oferta – demanda). Durante lo corrido del siglo XXI, ha dominado la oferta, y la capacidad de la demanda para influir en un menor precio ha sido restringida., reflejo de ésta situación, es el comportamiento de la elasticidad precio del petróleo.

Gráfica 3-56. Variación Bioesél y Mezcla Vs Variación Dólar (COP / USD)

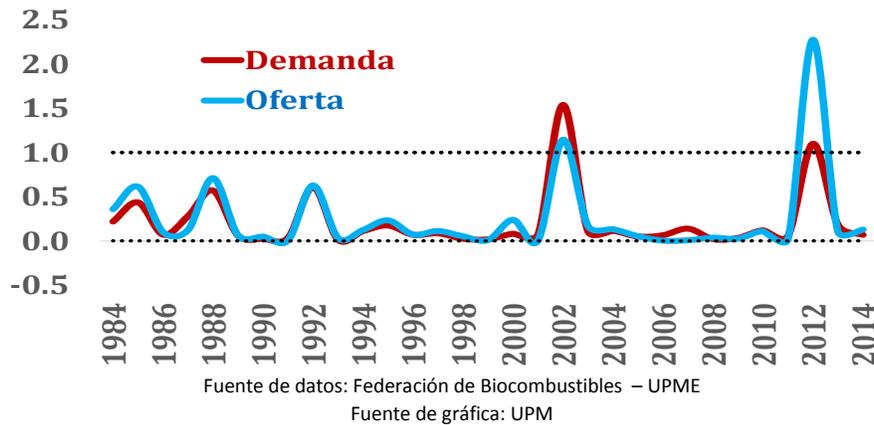


Gráfica 3-57 Variación Combustibles Biomasa Vs Variación Dólar (COP / USD)



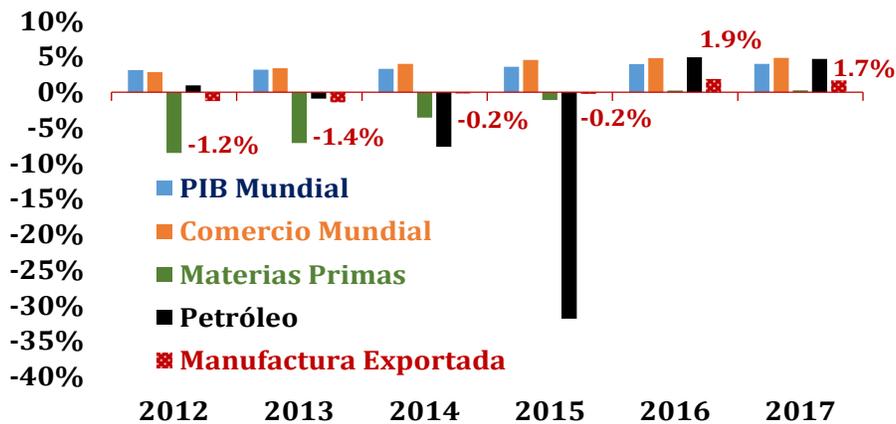
En los últimos 30 años, el precio del petróleo mantuvo una tendencia al alza y con excepción de periodos cortos entre 2000 y 2002 y en 2012, la demanda tendió a ser inelástica así como la oferta respecto al precio (Gráfica 3-58); esta insensibilidad se acentúa entre más imperfecto sea el mercado como aconteció con el petróleo, debido a la presencia de carteles (OPEP) y grandes consumidores (China principalmente). Al reducirse los precios del petróleo al costo medio, la elasticidad precio – demanda debería aumentar, aspecto que le daría mayor influencia al consumidor para incidir en un menor valor del precio a largo plazo.

Gráfica 3-58. Elasticidad Precio – Demanda/ Precio – Oferta del Petróleo en el Mercado Mundial

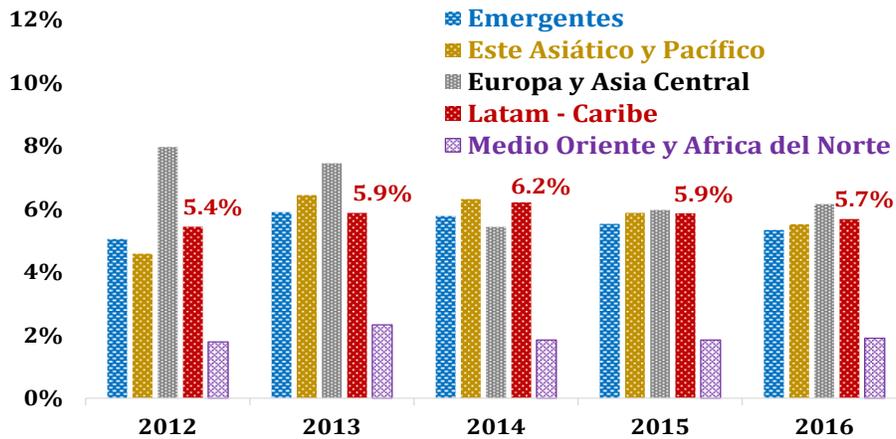


Las previsiones hechas recientemente por el Banco Mundial, señalan que durante el período 2015 – 2017 la manufactura exportada tendría una recuperación de su precio que aunque baja (por debajo del 2%) da una señal clara de mayores precios que reactiven la actividad industrial (Gráfica 3-59). Éste hecho se daría en un entorno de mayor crecimiento del comercio mundial, corrección a la baja de precio del petróleo y de materias primas. Otro aspecto a tener en cuenta es la relocalización que los flujos de IED tendrán a mediano plazo: con una perspectiva pesimista de los precios del petróleo, la inversión extranjera deberá diversificarse sectorialmente, teniendo la industria colombiana posibilidades amplias de ser uno de sus principales receptores por sus avances en productividad y desarrollo tecnológico, máxime si Colombia es la economía con mejores perspectivas de crecimiento en Latinoamérica entre 2015 y 2017, y se proyecta a Latinoamérica como el segundo destino después de Europa Central de los flujos de capital (como % del PIB) en los próximos tres años (Gráfica 3-60).

Gráfica 3-59. Variación Índice Manufacturas/ Materias Primas/ Petróleo Vs. Crecimiento PIB y Comercio Mundial



Gráfica 3-60 Flujos Proyectados de IED (Porcentaje del PIB)



Fuente de datos: Banco Mundial – UPME

Fuente de gráfica: UPME

Situación similar al comportamiento del carbón, se presentaría con el gas natural: el exceso de oferta deberá presionar hacia abajo los precios; de ahí la importancia porque Colombia puede asegurar su autosuficiencia, porque de otro modo con un dólar fortalecido, la importación de ésta materia prima amortiguaría el beneficio que su menor precio tendría en la actividad industrial (Gráfica 3-61).

Gráfica 3-61. Dinámica a largo Plazo Mercado Mundial de Gas Natural

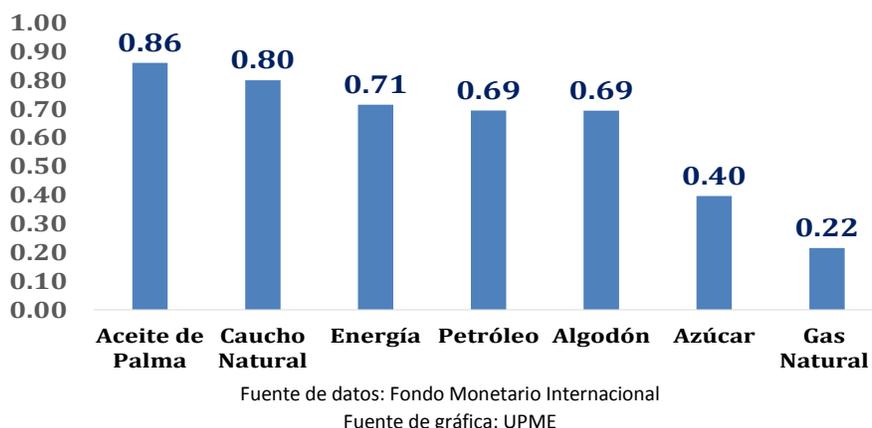


Fuente de datos: Wood Mackenzie - EIA

Fuente de gráfica: UPME

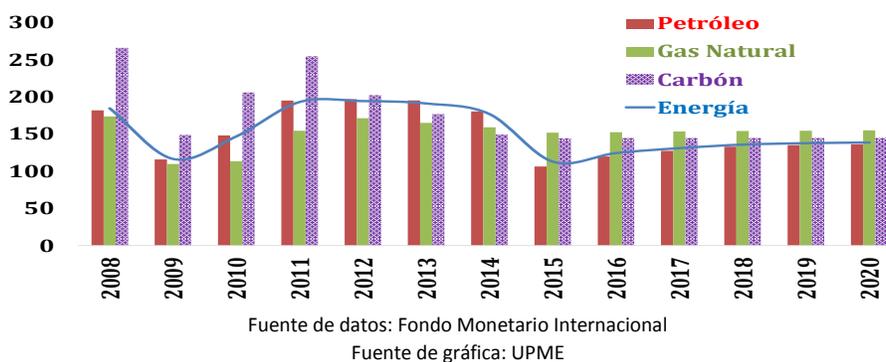
Una ventaja adicional con el comportamiento del gas natural, es su baja correlación con el carbón, aspecto que independientemente de los cambios en las previsiones, hace que se complementen como materias primas sustitutas para el empresario (Gráfica 3-62). Al respecto, hay que indicar que si bien la correlación entre materias primas es significativa, es relativamente menor entre energía y vegetales, como es el caso del algodón y el azúcar, donde en éste último caso también se daría una relación de sustitución, teniendo en cuenta la importancia del azúcar como materia prima para la generación de biocombustibles.

Gráfica 3-62 Correlación Precio del Carbón con Precio de Materias Primas



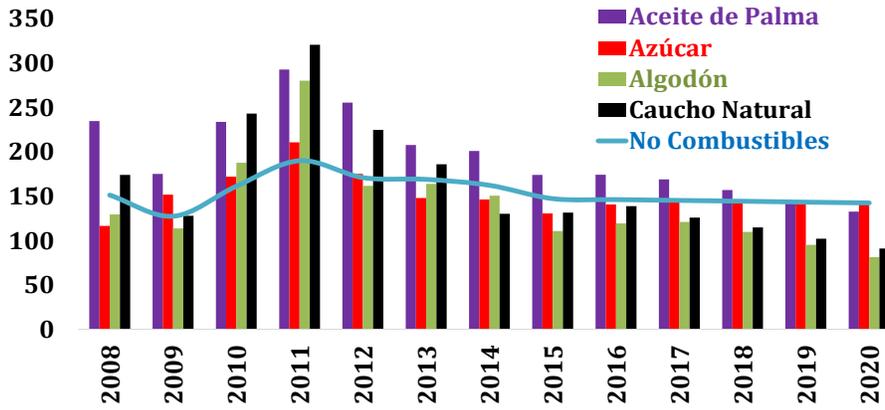
Las proyecciones sobre el comportamiento de los precios de materias primas tanto de minerales y fósiles como vegetales y no minerales, muestran que en el período 2015 – 2020, la tendencia será descendente, donde el carbón y el azúcar, resaltan por su precio más competitivo, aspecto que para la industria es benéfico por la capacidad que éstas dos materias primas le brindan en generación de energía y uso de combustibles para procesos de producción, comercialización, distribución y transporte (Gráfica 3-63, Gráfica 3-64).

Gráfica 3-63 Previsiones Índices de Precios Materia Prima Minero – Energéticas



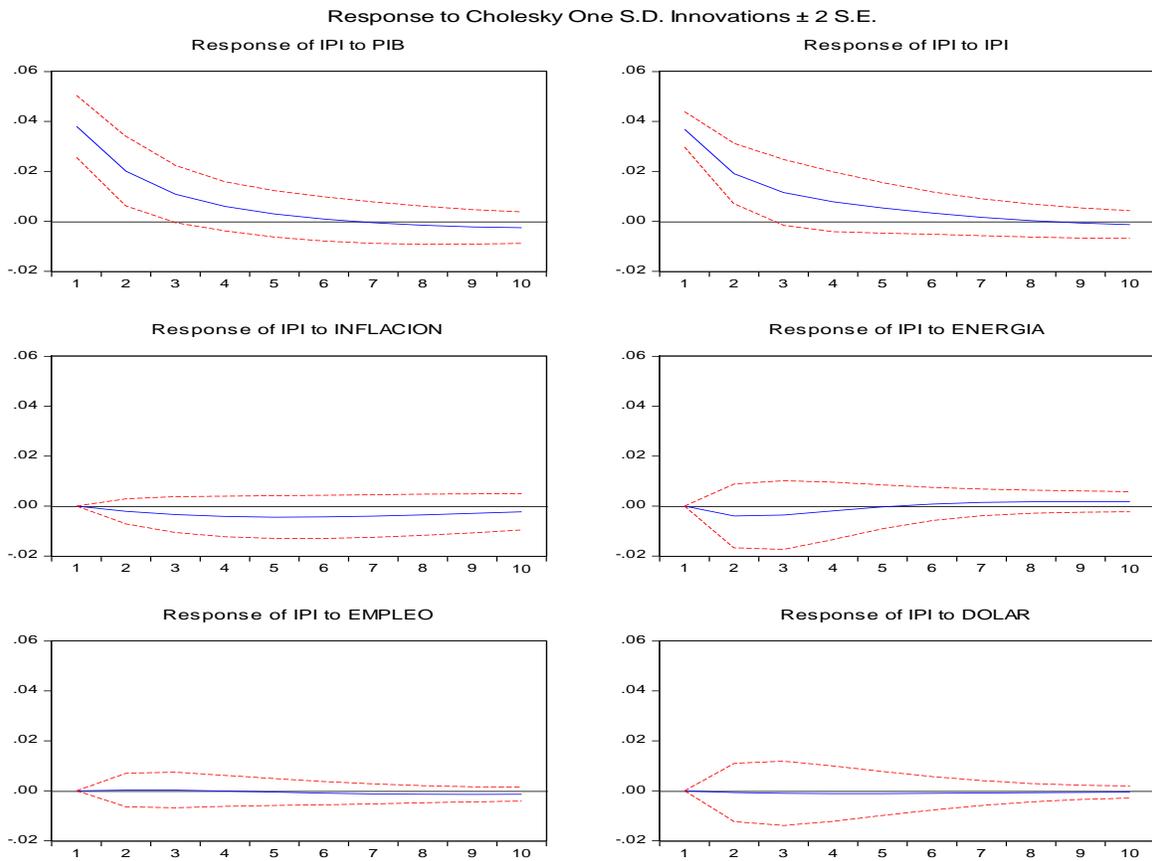
Un aspecto que sustenta la necesidad de aprovechar la perspectiva de precios bajos en beneficio de la agro – industria y de la actividad manufacturera, es la respuesta que el IPI, según estimaciones hechas a través de un modelo VAR y la construcción de las funciones de impulso – respuesta asociadas, a choques por crecimiento, inflación, demanda de energía, empleo industrial y tipo de cambio (Gráfica 3-65).

Gráfica 3-64 Previsiones Índices de Precios Materia Primas Diferentes a Minerales



Fuente de datos: Fondo Monetario Internacional
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 3-65 Respuesta de Choques Macroeconómicos sobre la Actividad Industrial (Funciones Impulso – Respuesta)



Fuente de datos: Wood Mackenzie – EIA – Banco de la República – DANE – UPME
Fuente de gráfica: UPME

Aunque se haya presentado desacoplamiento del crecimiento económico (PIB) con la actividad industrial, es evidente que choques positivos sobre la oferta, estimularían a corto y mediano plazo la actividad industrial, con una duración aproximada de año y medio de transmisión del efecto del choque positivo del PIB sobre el IPI. Por su parte, un choque cambiario o un choque inflacionario, no afectarían la dinámica de mediano y largo plazo del IPI, aspecto que evidenciaría la fortaleza de la industria para absorber choques exógenos sin afectar su tendencia a largo plazo.

Además, la industria colombiana ha venido avanzando en autogeneración de energía, e incluso con la posibilidad de vender excedentes, según lo estipulado por el Decreto 2469 del 2 de diciembre de 2014 y en consistencia con la regulación en cuanto a los límites de autogeneración establecidos en la ley 1715 de 2014. La autogeneración de energía, incluso con el uso creciente de energías renovables, le han permitido (y con mayor alcance a futuro) a la industria nacional bajar costos con relación al costo de la energía demandada en el sistema interconectado nacional, y reducir el uso de ACPM y la emisión de gases de efecto invernadero⁷⁶.

Finalmente, es necesario precisar que la industria, en particular la industria manufacturera, independientemente del entorno a futuro de las materias primas minero – energéticas necesita adecuarse a las necesidades de una economía dinámica, que aseguren su competitividad y sostenibilidad, en aspectos advertidos incluso por países de la OCDE con mayor desarrollo industrial pero que también enfrentan una disminución de la participación de la industria en el PIB⁷⁷, entre los que cabe mencionar:

- El rediseño de economías de escala
- Una relación más estrecha con el consumidor para identificar sus necesidades
- La aceleración de los tiempos de producción en términos de eficiencia
- Óptima localización para reducir costos de transporte y distribución
- Fortalecimiento de cadenas de valor con los demás sectores de la economía que intervienen en su proceso de producción
- Consideración de los desafíos que implicará en términos de calidad de servicio y funcionalidad el envejecimiento de la población
- Innovación permanente de productos
- Sostenibilidad a partir del empleo de sus insumos, en una relación amigable con el entorno medio ambiental
- Mayor dependencia de trabajadores con alto nivel de calificación
- Incremento de la inversión en investigación y desarrollo, de forma conjunta con el gobierno y la Academia.

⁷⁶ Un caso interesante de autogeneración es el que lleva a cabo la empresa Alpina., la cual logró disminuir en 7,9%, la huella de carbono de su planta de producción en Sopó (Cundinamarca), gracias al aprovechamiento del biogás producido en la planta de tratamiento de aguas residuales, como fuente de energía para la operación de la misma planta de producción.

⁷⁷ Government Office for Science (2013). The Future of Manufacturing: A New Era of Opportunity and Challenge for The UK. London: The Government Office for Science, London.

4 IDEAS PARA UNA POLÍTICA ENERGÉTICA DE LARGO PLAZO

En este capítulo se presentan diferentes propuestas para elaborar acciones de política energética de largo plazo, acordes con el panorama energético internacional, las expectativas de crecimiento y desarrollo económico, y la situación energética nacional actual. El objetivo general de una política energética debería ser lograr el abastecimiento interno y externo de energía de manera eficiente, con el mínimo impacto ambiental y generando valor para las regiones y poblaciones. Se busca entonces, mejorar tanto la seguridad como la equidad energética, incorporando criterios de sostenibilidad ambiental. Este objetivo coincide con las dimensiones propuestas por el World Energy Council (WEC) en su índice de sostenibilidad energética⁷⁸.

⁷⁸ El índice de sostenibilidad energético (*Energy Sustainability Index*) calculado por el World Energy Council (WEC) es una medida con la que se califica a los países en términos de su habilidad para llevar a cabo políticas energéticas sostenibles. Este índice evalúa a cada país en tres dimensiones: la seguridad del suministro energético, la equidad y la sostenibilidad ambiental. Estos tres elementos han sido denominados como el trilema energético y denotan los tres frentes de acción en los que la política energética debería actuar. La posición que ocupó Colombia en el ranking del índice general para el año 2014 fue el lugar 16 dentro de 129 países evaluados, lo que significó un ascenso de ocho posiciones frente a lo logrado en 2013, y de diez posiciones frente a lo logrado en 2012. En 2014, Colombia ocupó el puesto 16 entre 129 países evaluados, lo que significa un ascenso de ocho posiciones frente a lo logrado en 2013 y de diez posiciones frente a lo logrado en 2012.

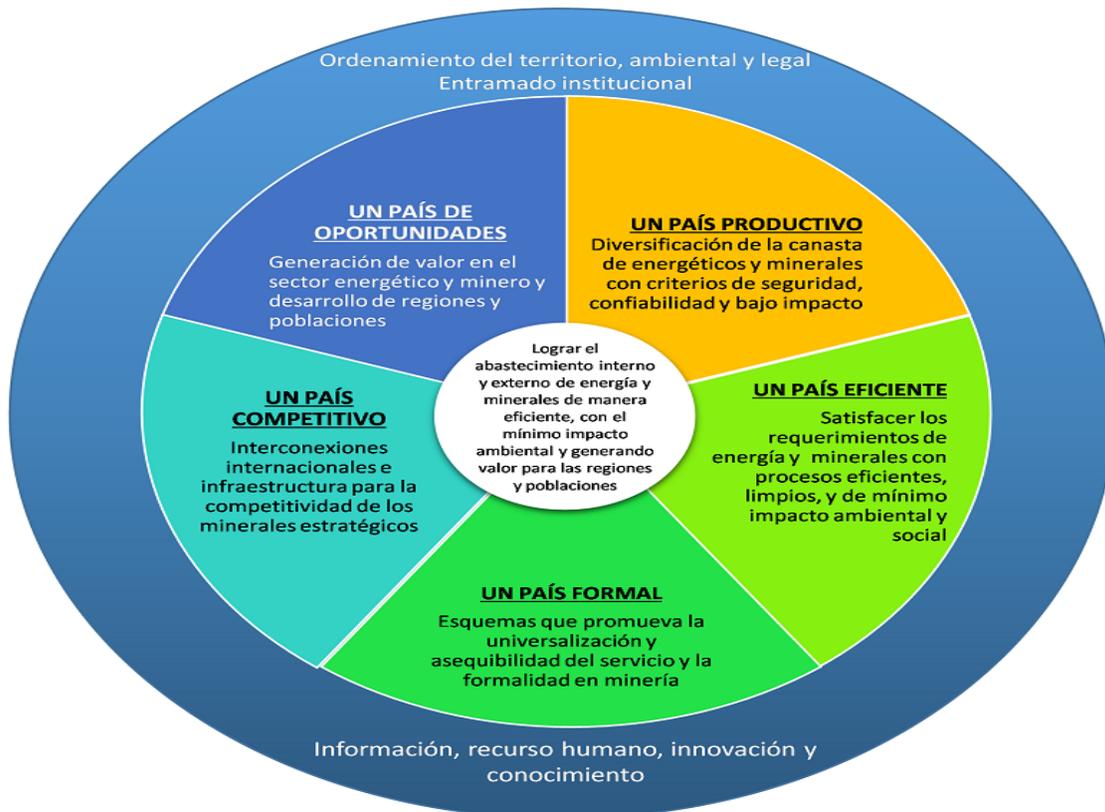
La evaluación de Colombia en la primera dimensión de este indicador, la seguridad energética, fue satisfactoria dado que ocupó el quinto lugar del ranking. Lo anterior refleja que el país ha logrado avances significativos en el manejo efectivo de las fuentes primarias de energía provenientes tanto del mercado nacional como externo; asimismo, que goza de una infraestructura energética confiable y que los actuales agentes del sector están en la capacidad de cubrir las demandas energéticas actuales y futuras.

En términos de sostenibilidad ambiental, el ranking ocupado por Colombia es aún mejor, para el 2013 el país ocupó el cuarto lugar. Esta posición es el resultado de la importante participación de fuentes de energía con bajas emisiones de carbono. Es preciso mencionar que este indicador refleja la alta participación de la generación hidroeléctrica en la canasta de producción de energía eléctrica.

Finalmente, en la dimensión de equidad energética el país obtuvo el puesto 85. Este resultado indica que es necesario avanzar en términos de accesibilidad y asequibilidad a la oferta energética de la población. Lo anterior sugiere que además de facilitar el acceso a fuentes energéticas para aquellas poblaciones que no gozan de suministro, también se deben promover esquemas de energización que sean sostenibles financieramente y ambientalmente. Si bien el país obtuvo una posición relativamente alta en el índice es preciso reconocer que aún hay varios desafíos en materia energética que Colombia debe afrontar. En particular, la política energética debería focalizarse en expandir la cobertura de los servicios energéticos, diversificar la canasta energética incorporando fuentes no convencionales, garantizar la calidad y confiabilidad de la oferta energética y fomentar actividades productivas que aceleren el crecimiento económico sin que esto represente un aumento sustancial de las emisiones de carbono.

En este documento, Plan Energético Nacional o Ideario Energético 2050, se plantean los lineamientos con los que se busca alcanzar el objetivo principal propuesto, para lo cual se han definido cinco objetivos específicos focalizados a la oferta energética, la demanda, la universalización, las interconexiones internacionales y la generación de valor alrededor del sector energético. De igual forma se formulan dos objetivos transversales, necesarios para contar con la información, conocimiento y recurso humano, así como para desarrollar y armonizar el marco institucional y de esta manera facilitar la implementación de la política energética nacional. Estos objetivos se ilustran en la Gráfica 4-1, en su versión ampliada para los sectores minero y energético.

Gráfica 4-1 Objetivos sectoriales



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

El **primer** objetivo específico está orientado a la oferta energética, en particular a alcanzar un suministro confiable y diversificar la canasta de energéticos. A grandes rasgos, este objetivo está encaminado a incorporar otras fuentes energéticas y sus tecnologías asociadas tanto a la producción de energía eléctrica como a la de combustibles usados principalmente en el sector transporte, la industria y el sector residencial con el fin de garantizar un suministro de energía seguro y confiable. Igualmente busca que la infraestructura de transporte asociada esté disponible y se integre de manera armónica en los ecosistemas y sociedades y tenga en cuenta el cambio técnico.

El **segundo** objetivo busca promover la gestión eficiente de la demanda en todos los sectores de la demanda e incorporar tecnologías de transporte limpio. Con este objetivo se busca reducir la intensidad energética del país, contribuyendo así al desarrollo bajo en carbono, al lograr una disminución de la demanda y eficiencias en el consumo, teniendo como base señales eficientes de precios, así como por mejores hábitos o por la adopción de nuevas y mejores tecnologías. Las medidas encaminadas a mejorar la eficiencia energética permiten simultáneamente mejorar la confiabilidad del suministro y mitigar el impacto ambiental de la explotación, generación y transporte de la energía.

El **tercer** objetivo está claramente encaminado a mejorar la equidad energética del país, que como se mencionó anteriormente es donde debe haber los mayores avances. El objetivo definido en el plan busca avanzar en la universalización y asequibilidad del servicio de energía, en la medida que aún hay regiones del país que no cuentan con un suministro continuo de energéticos. En este renglón de acción se contempla además de garantizar el acceso al servicio, la concepción de esquemas de energización que simultáneamente tengan un bajo impacto ambiental y sean financieramente asequibles para los consumidores.

El **cuarto** objetivo tiene como finalidad estimular las inversiones en interconexiones internacionales y en infraestructura para la comercialización de energéticos estratégicos. La interconexión con los países vecinos y el mercado exterior tiene un doble propósito, en primer lugar permite robustecer el suministro energético interno y en segunda instancia mejorar la competitividad del país.

Finalmente, el **quinto** objetivo es un llamado a viabilizar la generación de valor en el sector energético para el desarrollo de regiones y poblaciones. Este objetivo está orientado a maximizar la contribución del sector energético colombiano a las exportaciones, a la estabilidad macroeconómica, a la competitividad y al desarrollo del país. Se tiene la firme convicción que las cadenas de valor alrededor de la explotación energética son un camino mediante el cual se pueden superar los problemas de pobreza y fragmentación social de algunas regiones del país.

Los dos objetivos **transversales** están enfocados a contar con los soportes o sustentos requeridos para el desarrollo del sector. El primer o **sexto** objetivo está encaminado a crear vínculos entre la información, el conocimiento, la innovación en el sector energético para la toma de decisiones y a disponer del capital humano necesario para su desarrollo.

El segundo objetivo transversal o **séptimo** objetivo tiene como fin contar con un Estado más eficiente, actualizar y modernizar los marcos regulatorios sectoriales, así como atender los retos ambientales y sociales, para facilitar la adopción y desarrollo de los cambios técnicos y transaccionales enunciados.

Este capítulo está dividido en dos grandes partes: la primera contiene los lineamientos generales que la UPME propone para ejecutar los cinco objetivos específicos que se han planteado para el sector energético. En la segunda parte se exponen los requerimientos y cambios institucionales que se requieren para cumplir con lo previsto en esta propuesta de política energética.

PARTE 1: OBJETIVOS ESPECÍFICOS PARA EL SECTOR ENERGÉTICO

4.1 OBJETIVO 1. SUMINISTRO CONFIABLE Y DIVERSIFICACIÓN DE LA CANASTA DE ENERGÉTICOS

La seguridad y la confiabilidad en el suministro de energía son fundamentales para el desarrollo de las actividades económicas y el bienestar de los habitantes de cualquier país. Si bien Colombia cuenta con una diversidad de recursos que le han permitido satisfacer las demandas de energía provenientes de los hogares, el transporte y la industria, es preciso avanzar hacia una diversificación de la canasta energética.

En la actualidad hay una notable concentración de ciertos energéticos, tanto en la oferta de hidrocarburos, como en la generación eléctrica y en los combustibles del sector transporte. Con el fin de disminuir la vulnerabilidad del sector por la alta dependencia de estos energéticos, se requiere una política energética de largo plazo que dé las señales adecuadas para la diversificación de la oferta, con el fin de aumentar la confiabilidad del suministro, mediante la reducción de las vulnerabilidades actuales y las que potencialmente podrían manifestarse en un futuro como consecuencia del cambio climático o de otros factores externos.

Para lograr una canasta energética diversificada se requiere por un lado, la adopción de nuevas tecnologías en la extracción de hidrocarburos, equipos de generación a pequeña escala (user-scale), las micro-redes, equipos diseñados o adaptados para trabajar con combustibles alternativos y vehículos eléctricos, entre otros. Y por el otro, se requieren grandes inversiones en infraestructura que posibiliten la explotación de hidrocarburos no convencionales, la importación de gas, la instalación de plantas de generación con fuentes renovables, y la construcción de redes de transporte de energéticos.

A continuación, se presentan los lineamientos generales que deberían perseguirse por parte de la industria para que la oferta energética sea confiable y diversa en el largo plazo.

4.1.1 Aumentar y diversificar la oferta de hidrocarburos

A diciembre 31 de 2013, las reservas de petróleo probadas, probables y posibles en Colombia ascendían a 3.154 millones de barriles, de los cuales 2.444 millones de barriles eran reservas probadas. Teniendo en cuenta que la producción acumulada en ese mismo año fue igual a 368 millones de barriles, se puede encontrar una razón reservas producción (R/P) igual a 6,6 años.

Con respecto al gas natural, a cierre del año 2013 Colombia reportó unas reservas totales de 6.41 Tera-pies cúbicos de los cuales 5.51 corresponden a reservas probadas.

En la Cadena de Petróleo (2013), la UPME estima que la producción de crudo comenzará a declinar de forma acelerada a partir de 2014 y se proyecta que el autoabastecimiento de hidrocarburos se volvería insostenible a partir de 2018. Lo anterior, sumado a la expectativa a la baja de los precios internacionales del crudo entre 70 y 120 dólares por barril hasta el año 2020, por un lado, resultado del incremento continuo de la producción de crudo en Norte América y por el otro del debilitamiento de la demanda; podría generar serios impactos en la economía nacional.

De acuerdo con el trabajo realizado por Fedesarrollo, titulado “*Evaluación de la Contribución del sector de Hidrocarburos Colombiano frente a diversos escenarios de Producción*”, un escenario en el que se conjugue tanto una baja producción nacional como unos precios internacionales bajos, tendría un efecto nocivo para las finanzas fiscales del país, en la medida que es en este renglón de la economía en la que el sector de hidrocarburos tiene una mayor importancia. En ese estudio se muestra que el sector de hidrocarburos tiene una participación del 22.9% en los ingresos corrientes del gobierno, sin mencionar el importante aporte de las regalías en las finanzas regionales.

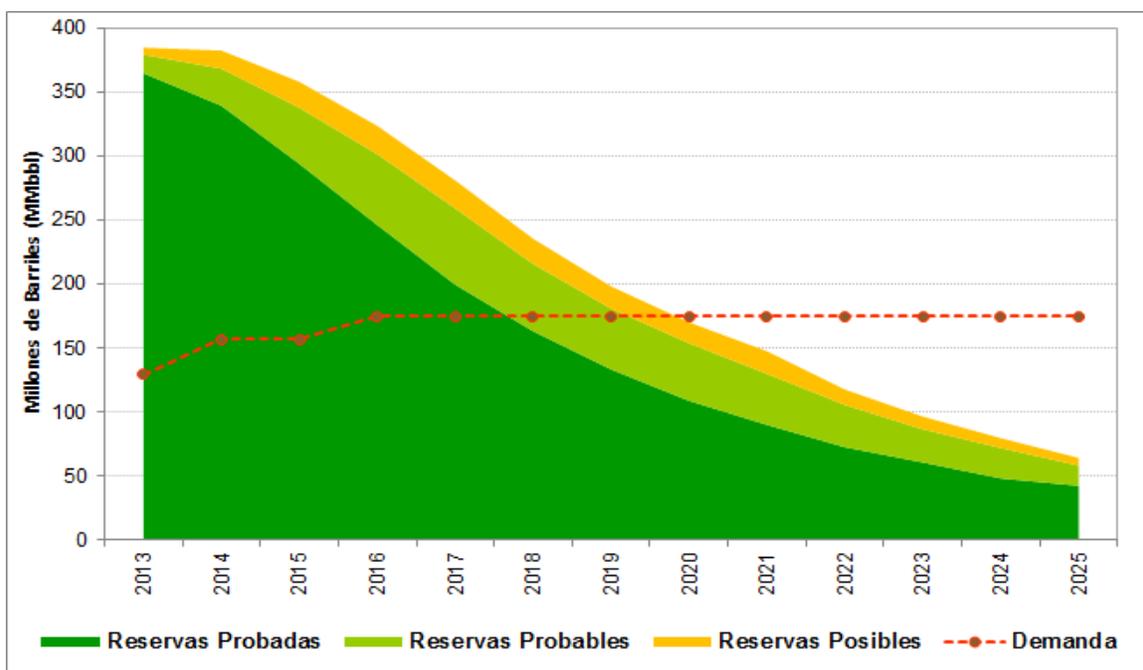
De igual manera, Gómez et al (2014)⁷⁹ advierten que una caída en el precio del petróleo, además del efecto negativo en las finanzas públicas, provocaría una depreciación del peso frente al dólar de cerca de 800 pesos por dólar, como resultado de la caída de las exportaciones y la inversión extranjera directa. Este aumento en el precio del dólar encarecería los créditos en moneda extranjera y ejercería presiones sobre la estabilidad del sistema financiero. Adicionalmente, señalan que con un precio de 60 dólares por barril la economía nacional enfrentaría un periodo recesivo, lo que significaría un retroceso en términos de indicadores sociales, en primer lugar por una reducción en el nivel de empleo y en segunda instancia por una contracción en la oferta de crédito.

Ante esta situación, la incorporación de nuevas reservas gracias al éxito exploratorio prolongaría el periodo de autoabastecimiento y mitigaría parcialmente los efectos nocivos que tendría una baja en los precios internacionales. Sin embargo, es preciso reconocer que en Colombia no se han descubierto campos con capacidad de producción mayor a los 500 millones de barriles por más de dos décadas. Por lo anterior, además de continuar con los esfuerzos en materia de exploración, es de suma importancia diversificar la oferta de hidrocarburos, mediante la incorporación de hidrocarburos no convencionales. La UPME estima que de continuar con las mismas tasas de crecimiento en la incorporación de reservas y la producción, la situación de autoabastecimiento se volvería insostenible a mediados del 2018 a menos que se cuente con descubrimientos importantes en ésta década, considerando las reservas probables. Si se incluyen los tres tipos de reservas la situación cambia y la autosuficiencia se perdería en el año 2020 (Gráfica 4-2).

⁷⁹ Gómez, H (2014). “Colombia frente a una destorcida en los precios del petróleo”. *Cuadernos del PNUD*. Disponible en: <http://www.co.undp.org/content/dam/colombia/docs/Pobreza/undp-co-preciospetroleo-2014.pdf>.

De esta manera, resulta conveniente continuar los esfuerzos para materializar el desarrollo de yacimientos no convencionales y campos costa afuera teniendo en cuenta el agotamiento de las reservas de hidrocarburos convencionales. Se podría continuar promoviendo medidas que motiven la inversión en estos campos, siguiendo los modelos ya planteados de descuentos a los aportes por regalías para la producción de no convencionales y la creación de zonas francas exclusivas para los servicios de la industria costa afuera.

Gráfica 4-2. Autosuficiencia Petrolera



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Complementariamente, es oportuno crear canales de comunicación con las comunidades y la sociedad mediante los cuales se brinde asesoría y se realice una acción pedagógica con información clara y verídica sobre estos procesos de exploración y explotación y sus repercusiones. De esta manera se esperarías reducir y mitigar los efectos que la producción en estos campos puede ocasionar gracias al impacto ambiental y social que generan.

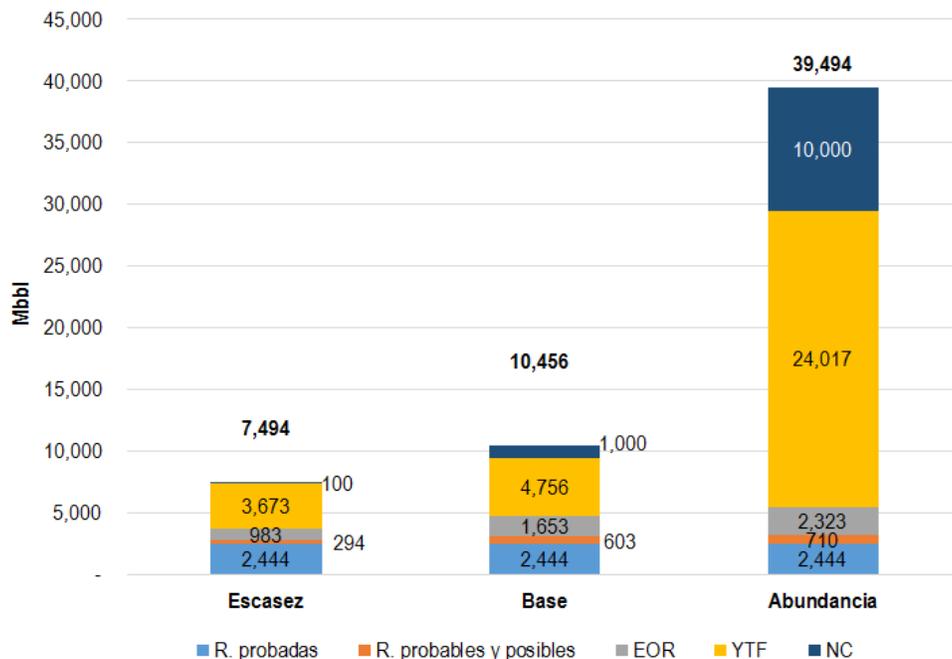
Igualmente, y dada la importancia estratégica de Ecopetrol en la producción de hidrocarburos en el país, es necesario replantear el papel del gobierno en el manejo de la compañía. Por varios años Ecopetrol ha financiado una parte importante del presupuesto general de la nación con recursos provenientes de sus utilidades, repartiendo dividendos en porcentajes de las utilidades superiores a lo que es usual en otras compañías del sector.

Con la caída en los precios internacionales de los hidrocarburos, estos ingresos se reducirían, por lo cual sería necesario un re-direccionamiento estratégico de la compañía. Esto implicaría eventualmente una menor distribución de utilidades entre sus accionistas para mantener o reducir la exposición de la empresa al endeudamiento. Al mismo tiempo sería conveniente seguir con el plan de inversiones que garantice el crecimiento futuro de la compañía. En consecuencia, es clave que el gobierno como parte de la junta directiva de la empresa logre un balance entre las necesidades de financiación del presupuesto nacional y las necesidades de la empresa para hacerle frente a la coyuntura actual del sector.

Finalmente, con el propósito de promover una mayor exploración petrolera se debe considerar un incremento en el monto mínimo de regalías que reciben los municipios productores. Si bien la reforma reciente del sistema de regalías tuvo un impacto claramente positivo al permitir una mejor distribución de los recursos, llevándolos a las zonas más necesitadas, la reducción en los recursos que se quedan en el municipio productor puede haber sido excesiva en algunos casos y haber coadyuvado a la renuencia de las comunidades, muchas veces a instancia de los propios alcaldes, a aceptar inversiones petroleras (y mineras) en sus territorios.

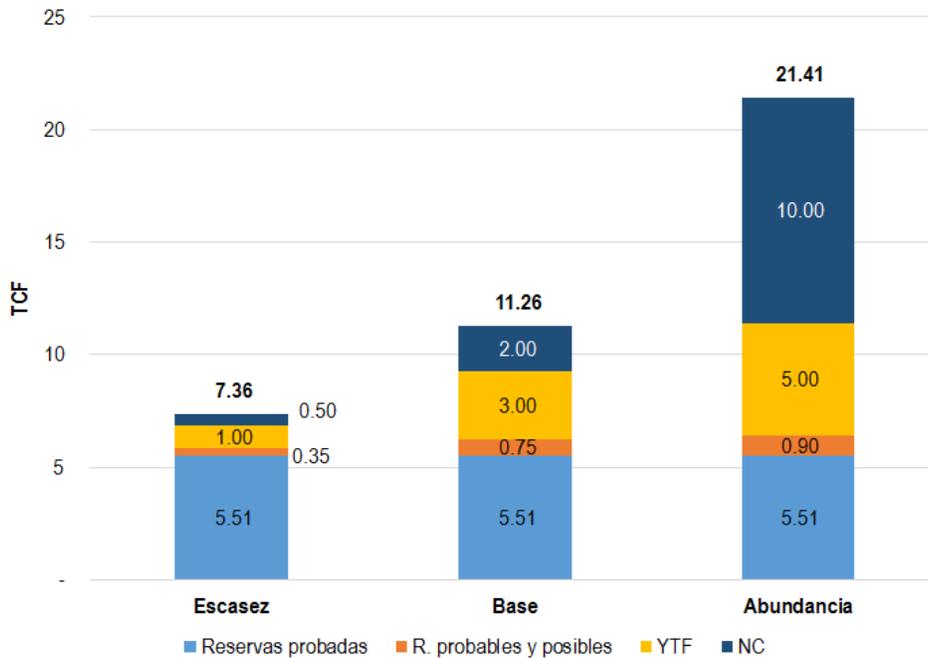
A continuación se presentan las alternativas identificadas en los *Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos (2012-2013)* como fuentes potenciales de abastecimiento de hidrocarburos que se encuentran resumidas en las siguientes dos figuras, la primera para el caso de crudo y la segunda para gas natural (Gráfica 4-3, Gráfica 4-4).

Gráfica 4-3 Escenarios de incorporación de reservas de Petróleo



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 4-4. Escenarios de incorporación de reservas de Gas Natural



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Recuperación mejorada

El factor de recobro es la relación que existe entre el hidrocarburo que puede ser recuperado, técnica y comercialmente, de un yacimiento y el hidrocarburo original in situ en el mismo yacimiento. Muchos de los campos petrolíferos presentan un alto grado de agotamiento de la energía del yacimiento. Por lo tanto, la implementación de métodos EOR⁸⁰ juega un papel fundamental como tecnología para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos.

Los nuevos desarrollos tecnológicos en materia de recuperación de petróleo han hecho económicamente viable la incorporación de reservas de crudo a partir de la recuperación mejorada en los campos de producción existentes. En términos generales, los procesos de recuperación consisten en la inyección de agua, químicos o gases como el CO₂ con el fin de desplazar el petróleo y proveer soporte de presión o modificar las propiedades físicas del petróleo de tal forma que se facilite su extracción. La UPME supone que se podrían adicionar entre 983 MBIs en el escenario más pesimista, en el que se considera una tasa de apenas el 30% de mejora en el recobro.

⁸⁰ EOR: Enhanced Oil Recovery, o recuperación mejorada

En el escenario más optimista se estima se pueden adicionar hasta 2323 MBl suponiendo una tasa de mejora del 75%. En el escenario medio se lograrían adicionar 1653 MBl, lo que representaría una tasa de mejora del 50%.

Yet to find

Este componente, toma en cuenta la hipótesis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos de crudo convencional, crudos pesados, e hidrocarburos offshore conforme a estudios de prospectividad de las cuencas, análogos, expectativas de la industria y supuestos respecto a los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos de petróleo (la estimación de tamaños de campos se sustentó en evaluación de análogos o análisis probabilísticos (e.g. fractal)). Este componente excluye el cálculo de reservas por incorporar en algunas cuencas de frontera donde no se anticipa mayor actividad exploratoria y otras por razones de protección ambiental. Los resultados suponen la incorporación de 4756 millones de barriles de petróleo y 3 tera pies cúbicos de gas natural en el escenario medio.

La definición de las reservas incorporadas en cada escenario partió del análisis del total OOIP⁸¹ estimado por tipo de recurso según estudios de potenciales de la ANH (2011), los cuales se utilizaron como supuesto para la elaboración de los escenarios y para la cuantificación del agregado de los recursos por descubrir. Se realizó un balance volumétrico y al petróleo y gas original in situ se le sustrajo la producción acumulada hasta 2012, y del balance remanente se consideró un porcentaje de incorporación para los próximos 22 años variando el porcentaje de incorporación dependiendo del tipo de hidrocarburo según el escenario en cuestión. El desarrollo de este componente implicó la construcción de perfiles de producción sobre hipótesis basadas en consideraciones técnicas y en el cronograma de descubrimientos de acuerdo con anuncios recientes de empresas operadoras, estudios y compromisos de actividad exploratoria provistos por la ANH y entrevistas con expertos nacionales e internacionales.

Hidrocarburos no convencionales

A grandes rasgos, los hidrocarburos no convencionales⁸² son todos aquellos que se encuentran en formaciones compactas e impermeables. Estas características impiden el desplazamiento de los hidrocarburos al interior de la formación y requieren que se desarrollen vías artificiales que posibiliten su fluido hasta el pozo. Las formaciones no convencionales se denominan esquistos o lutitas.

⁸¹ OOIP: Original Oil in Place.

⁸² Los hidrocarburos no convencionales son fuentes de energía líquidas y gaseosas agrupadas en tres categorías, ordenadas conforme con el grado creciente de diferenciación con el petróleo convencional y considera los hidrocarburos líquidos y los hidrocarburos gaseosos. En el primer grupo se incluye: el petróleo pesado y extra pesado, arenas asfálticas y pizarras/esquistos bituminosos. En los gaseosos se consideran gas metano en depósitos de carbón, esquisto de gas, gas de arenas compactas e hidratos de gas.

La incorporación de reservas provenientes de la producción de hidrocarburos no convencionales tiene un potencial de desarrollo importante en Colombia y por ende representa la alternativa para el suministro de hidrocarburos más atractiva para desarrollar en el mediano y largo plazo.

De acuerdo con *La Cadena del Petróleo* (2013), la UPME concluye que se podrían adicionar 1000 millones de barriles con la explotación de las zonas de arenas bituminosas.

En el documento *Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia* (2013) se estima que es posible la producción de *shale oil* a partir de 2021 y de *shale gas* a partir de 2015 en el escenario medio de análisis; es importante decir que con los precios actuales del petróleo estas inversiones se retrasarán. Estas dos fuentes representan un potencial importante, pues se supone que en el caso medio, el cual con los actuales precios ya no es el más probable, se podrían adicionar 1000 MBIs de petróleo y 2 TPC de gas.

A pesar del potencial de explotación de estos recursos, los resultados de la subasta de la ANH Ronda Colombia ANH 2014, en la que se ofertaron 18 bloques para la explotación de hidrocarburos no convencionales arrojaron la recepción de una sola oferta. Lo anterior ocurre por combinación de varios factores: los menores costos que representa la recuperación mejorada en la actualidad, las ventajas competitivas de explotación de estos recursos en países vecinos tales como México y Brasil y finalmente los riesgos regulatorios que enfrenta esta actividad, en particular por los debates en materia ambiental, en los que se asegura que los daños ambientales de las técnicas de explotación de hidrocarburos no convencionales son significativos.

Por lo anterior, la adición de reservas provenientes de estos recursos dependerá, por un lado del comportamiento de los costos de extracción de las técnicas de estimulación hidráulica y el agotamiento de la recuperación que pueda hacerse en pozos maduros, y por el otro de la evaluación costo beneficio de los impactos ambientales de alternativa, que dependerá de la celeridad y claridad con la que se expidan las normas ambientales que regularán esta actividad.

4.1.2 Garantizar el abastecimiento de gas combustible y la infraestructura asociada

Según el balance energético de 2012, el gas natural representó el 20,5% del consumo neto energía primaria y secundaria del país, lo que lo hace la tercera fuente energética más importante después del petróleo y la electricidad.

Actualmente, la producción de gas natural en el país se encuentra altamente concentrada, el 85% de la oferta nacional proviene de los campos de Ballenas y Chuchupa en la Guajira y Cusiana y Cupiagua en el Casanare. En el *Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural* (2014), la UPME estima una razón R/P cercana a 16 años, utilizando los datos de producción y reservas de gas natural en el país a final de 2012.

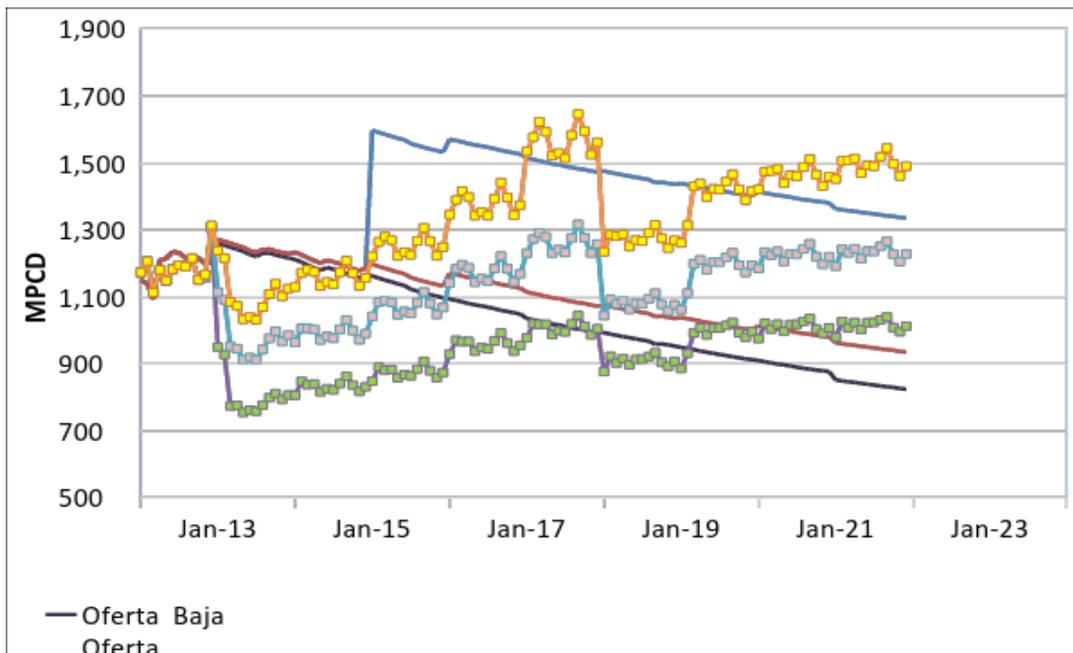
En cuanto al consumo de gas natural se tiene que el sector residencial representa 39% del total, la refinación de hidrocarburos participa con el 37% y el sector industrial con 21%. Es preciso mencionar que el 19% de la capacidad de generación eléctrica funciona con gas natural, lo que significa que las plantas termoeléctricas son grandes consumidores de este combustible. En 2013 el sector eléctrico representó el 31% del total del mercado interno de gas natural.

La importante participación de los generadores térmicos en el consumo de gas natural incrementa la volatilidad de la demanda interna, debido a que el despacho de estas plantas depende en gran medida de la capacidad de los embalses, la que a su vez esta correlacionada con fenómenos climáticos como los de “El Niño”. En periodos de sequía el requerimiento de las centrales térmicas es alto puesto que la capacidad de producción de los generadores hidroeléctricos es baja.

Lo anterior implica que la oferta de gas natural puede ser inflexible durante ciertos periodos del año, pues el consumo del sector termoeléctrico reduce la disponibilidad de gas para satisfacer otras demandas, en particular las de la industria y el transporte.

En la Gráfica 4-5 se presenta el balance de gas natural en el país, considerando tres escenarios (bajo, medio y alto) tanto para la oferta como para la demanda. A mediano y largo plazo, las estimaciones de la UPME indican que en un escenario base de oferta y demanda, el autoabastecimiento sería sostenible hasta el año 2018. Aunque quizás lo más alarmante es que en caso de una demanda alta, incluso en el escenario más optimista de crecimiento de la oferta, el autoabastecimiento sólo sería posible hasta 2019.

Gráfica 4-5 Balance de Gas Total



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

La incertidumbre en la oferta de gas, resultado de las inflexibilidades que pueden aparecer en el corto plazo así como del agotamiento de las reservas en el mediano plazo, además de limitar la expansión del mercado interno, impide comprometer con certeza exportaciones de gas y desincentiva las inversiones en expansión del sistema de transporte. Por lo anterior, es de suma importancia vislumbrar las estrategias encaminadas a garantizar el abastecimiento de gas natural en el mediano y largo plazo.

Importación de gas natural

La UPME considera en el *Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural (2014)* que de forma complementaria a los esfuerzos en exploración de nuevos yacimientos de gas, la primera estrategia para garantizar un suministro confiable consistiría en importar gas. La opción más viable, por su cercanía a la costa colombiana, es la compra de gas natural licuado (GNL) proveniente de la planta de licuefacción ubicada en Trinidad y Tobago.

Para que esta opción se materialice es preciso invertir en la construcción de una planta de regasificación y gasoductos que acondicionen y permitan el uso del gas proveniente del mercado externo. Los avances en materia regulatoria han impulsado la construcción de una planta de 400 MPCD de capacidad y se considera que ésta podría estar en funcionamiento a partir de 2016.

Actualmente, la planta de regasificación está concebida para garantizar el suministro de gas a los generadores térmicos, sin embargo sería conveniente que ésta sea utilizada como un mecanismo de abastecimiento de toda la demanda y no exclusivamente para asegurar la demanda del sector eléctrico, lo cual propendería por una mayor eficiencia en el mercado mayorista de gas natural.

De igual forma, con los resultados más recientes de incorporación de reservas, y con el fin de aumentar la confiabilidad en el suministro, la UPME considera razonable la instalación de una segunda planta de regasificación en la costa Pacífica. Una infraestructura de ésta naturaleza posibilitaría la importación de gas natural proveniente de la planta de licuefacción Melchorita ubicada en la costa peruana.

Pensando en el largo plazo, en particular en el posible éxito en la actividad exploratoria, se debería contemplar la posibilidad de invertir en una planta dual en la que se pueda regasificar GNL pero también licuar el gas para ser posteriormente exportado. Lo anterior, a la luz de las posibles adiciones de combustibles no convencionales, tales como el *shale gas* y el CBM en la costa Caribe colombiana.

Infraestructura de almacenamiento y transporte

En paralelo al desarrollo de infraestructura para la importación, otra medida que debería tomarse para asegurar el suministro de gas consiste en la instalación de plantas de almacenamiento o *peak shaving*. La inversión en infraestructuras de esta naturaleza permitiría aumentar la confiabilidad en el suministro y aumentar la eficiencia en la operación de las redes de distribución de gas natural. Las plantas de almacenamiento son necesarias para no poner en riesgo el consumo de gas en los momentos en que la oferta sea inflexible debido al despacho térmico o debido a otras contingencias. La UPME considera que la inversión en este tipo de plantas sería pertinente en Bogotá y Cali y estima que ésta inversión tendría un costo aproximado a 102 millones de dólares.

Dado que la confiabilidad del suministro de gas está fuertemente relacionada con la capacidad del sistema de transporte, la UPME también recomienda la instalación de compresores y *loops* en ciertos puntos críticos del sistema, así como la construcción de gasoductos entre Palomino – La Mami, Sincelejo – Cartagena, Guajira-Intercor, Curumaní-La Mata, San Alberto-Barrancabermeja, Vasconia-Mariquita, Mariquita-Manizales, La Belleza-Zipaquirá, Tunja-Villa de Leyva, Miraflores-Tunja. Estas medidas permitirán reducir el desabastecimiento ocasionado por fallas del sistema de transporte y beneficiar a todos los usuarios de gas natural con una reducción de sus costos de racionamiento en aproximadamente 348,3 millones de dólares.

De forma complementaria a las inversiones en la planta de regasificación, almacenamiento y gasoductos, la UPME propone que la política de abastecimiento de gas natural esté integrada con la de GLP. Esto permitiría aprovechar la disponibilidad del GLP y sus ventajas competitivas en aquellos sectores de consumo y regiones del país que lo permitan, y de igual forma serviría para diversificar la oferta energética del país, mejorando así la confiabilidad del suministro.

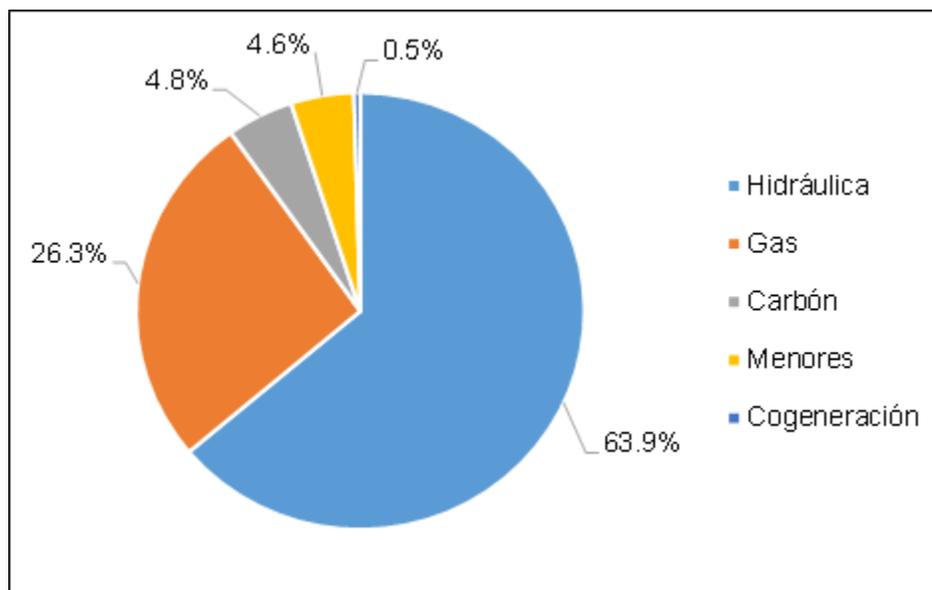
4.1.3 Diversificar la canasta de generación eléctrica

El mix de generación eléctrica colombiano se concentra principalmente en dos fuentes, la hidroelectricidad con una participación del 63.9%⁸³ (67.7% incluyendo menores hidráulicas) y la generación a gas natural que representa 26.3% de la capacidad instalada en 2014⁸⁴. Tal concentración hace que el sistema pueda ser vulnerable en el corto plazo debido a los ciclos hidrológicos en el país y su variabilidad, y en el mediano y largo plazo, a la disponibilidad de gas natural, por hallazgos en el país o por disponibilidad de importaciones.

⁸³ No incluye Sogamoso.

⁸⁴ Fuente: XM, Dic, 2014

Gráfica 4-6. Participación por tecnología en la matriz eléctrica



Fuente de datos: UPME

Fuente de gráfica: UPME

De hecho, en el *Estudio para determinar la vulnerabilidad y las opciones de adaptación del sector energético colombiano frente al cambio climático (2013)* contratado por la UPME, después de evaluar los diversos impactos de la variabilidad climática se llama la atención sobre los posibles cambios en la oferta hídrica por cuenca. Si bien la energía firme de las plantas hidráulicas actuales permite asegurar el abastecimiento, la expansión respaldada principalmente en esta fuente puede no ser la más deseable, y no solo por los riesgos de modificación de ciclos hidrológicos y reducción de las precipitaciones, sino por las dificultades y restricciones de entorno para la construcción de este tipo de infraestructura. Adicionalmente, con el fin de garantizar la confiabilidad del suministro, teniendo en cuenta la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y de infraestructura (la red eléctrica), es preciso considerar además de medidas de adaptación ante los efectos del cambio del clima, otras fuentes de energía y sus tecnologías asociadas para diversificar la matriz de generación eléctrica.

Lo anterior, requiere que en la planeación de la expansión de generación se siga contemplando un balance entre la minimización del costo de cada una de las tecnologías así como del riesgo de racionamiento. Por lo anterior es preciso que se instalen otras fuentes de energía para lograr una diversificación de la canasta y garantizar un suministro de energía confiable, pero adicionalmente que sea sostenible. La reciente Ley 1715 de 2014, es un primer paso para lograr este objetivo, dado que busca promover la integración de fuentes no convencionales (FNCE), principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional. En particular se busca la inclusión de plantas eólicas, generación solar fotovoltaica, geotermia y generación a partir de la biomasa en el mix eléctrico del país.

La UPME ha identificado las posibles alternativas de expansión en generación a mediano y largo plazo que permitirían diversificar la canasta y ha evaluado su impacto en el sistema en el *Plan de Expansión de Referencia- Generación y Transmisión 2014-2028*. Uno de los escenarios (el 14) considera la participación de algo más del 10% en energías renovables no convencionales en capacidad instalada hacia el 2028, con una generación que oscila entre el 2,5% y el 7,5% de la producción total en el período de análisis.

Carbón limpio

Actualmente, las plantas térmicas a carbón representan únicamente el 6.52% de la capacidad instalada del SIN. En el *Plan de Expansión de Referencia- Generación y Transmisión 2014-2028*, la UPME considera dentro de sus escenarios de expansión a largo plazo la entrada en operación de plantas a carbón en el centro del país. En dicho escenario se supone una adición de 1050 MW de carbón, lo que representaría una participación igual al 12.5% de la capacidad instalada. Los resultados de este escenario indican que dicha adición no supondría un incremento sustancial del costo marginal del sistema. Se estima un costo marginal esperado del parque generador a 59.7 USD/MWh, el cual no difiere mucho del costo marginal del sistema del escenario base de corto plazo que es igual a 59.5 USD/MWh. Sin lugar a duda esta opción puede ser considerada como la más factible para diversificar el parque de generación colombiano. Además de ser una tecnología convencional, el carbón es un recurso abundante en el territorio nacional, razón por la cual podría potencialmente ser un insumo que garantice confiabilidad al sistema a un bajo costo.

Para la implementación de esta alternativa es fundamental estabilizar el suministro y mejorar la productividad de la minería a pequeña escala que se desarrolla al interior del país. En la actualidad la explotación de carbón depende de condiciones coyunturales, razón por la cual es posible que no haya un suministro continuo de este mineral. En este sentido, es necesario identificar estrategias que fortalezcan la industria minera en pequeña escala con el fin de garantizar un abastecimiento estable de carbón a las centrales eléctricas. Es preciso reconocer que la inclusión de carbón en el parque generador, además de las externalidades positivas en la generación de empleo y mantenimiento de una actividad tradicional beneficiosa para las regiones, tiene externalidades negativas, en particular el incremento de las emisiones de carbono. A pesar que Colombia no tiene una huella de carbono elevada en su parque generador, si se contempla como necesario mitigar esta externalidad negativa en el mediano y largo plazo.

Afortunadamente, en la actualidad existen alternativas tecnológicas denominadas *clean coal technologies* que permiten capturar y almacenar el carbono producido en éstas centrales, reduciendo en gran medida los impactos ambientales negativos asociados con el uso del carbón.

La tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS⁸⁵), consiste en capturar el carbono que se produce a gran escala proveniente ya sea de un complejo industrial o una planta de generación térmica, este volumen se comprime y se transporta para inyectarlo en una formación rocosa seleccionada de antemano.

Desde mediados de la década de los noventa operan en el mundo dos plantas CCS. La primera está ubicada en Noruega, en la que se ha capturado alrededor de un millón de toneladas de carbono desde 1996. La segunda está ubicada en Estados Unidos y desde 2006 ha capturado 2.8 millones de toneladas. A pesar que estos proyectos son demostrativos, el desarrollo de CCS alrededor del mundo se concretará en el mediano plazo. Para finales de 2013, el Global CCS Institute lista 12 proyectos de CCS a gran escala en operación, 8 bajo construcción y 65 proyectos en planeación. Lo anterior, permite señalar que en el mediano plazo esta es una de las tecnologías que podrían considerarse en Colombia, en particular si la futura expansión en generación contempla inversiones en plantas a carbón. En la actualidad, el costo del CCS se encuentra entre 23 y 92 dólares la tonelada de carbón, probablemente en la medida que esta tecnología se instale exitosamente en el mundo se podrá reducir progresivamente su costo de capital.

De forma alternativa, también existen tecnologías para la gasificación del carbón. Estas ya se encuentran en uso en países como China India y EEUU⁸⁶. Estas tecnologías comprenden un proceso de dos etapas, en la primera se produce un gas llamado “*syngas*” o gas de síntesis. Este gas ya es combustible, pero se puede someter al proceso Fischer-Tropsch, para generar un gas combustible con alcanos presentes, similar al gas natural. En el Reino Unido, algunos analistas vislumbran que la gasificación de carbón costa afuera⁸⁷ puede significar una revolución energética comparable con la de *shale gas* en Estados Unidos y que éste será el combustible del futuro, debido a que gran parte del carbón con el que cuenta este país, no ha sido aún explotado sólo por no encontrarse en la plataforma continental⁸⁸. Gracias a estas tecnologías es posible su explotación.

Energía renovable no convencional

Actualmente, las energías solar y eólica en Colombia tienen una participación marginal en la canasta de generación eléctrica. En paneles fotovoltaicos se estima hay actualmente entre unos 9 y 11 MWp instalados en sistemas aislados o aplicaciones profesionales, mientras que en energía eólica se cuenta con 19.5 MW del parque eólico Jepírachi. Ante esta situación, la Ley 1715 de 2014 busca promover la inclusión de este tipo de tecnologías.

⁸⁵ CCS: Carbon Capture and Sequestration.

⁸⁶ <http://www.shell.com/global/future-energy/meeting-demand/unlocking-resources/coal-gasification.html>.

⁸⁷ <http://www.telegraph.co.uk/finance/newsbysector/energy/10518072/UKs-next-offshore-energy-fortune-lies-in-coal.html>

⁸⁸ <http://www.cityam.com/1416341434/coal-fuel-future-not-we-ve-ever-known-it>

Para promover efectivamente la inversión en tecnologías de generación con fuentes renovables, la Ley contempla una serie de incentivos fiscales. En primer lugar, se establece una reducción del impuesto de renta por hasta el 50% de la inversión, que puede ser aplicada de manera distribuida en el transcurso de los 5 años siguientes a su realización. Adicionalmente se exige del pago de IVA a todos los equipos y servicios, acotados por la UPME, que se destinen al proyecto. Como tercera medida, se determina que todos aquellos equipos, maquinaria, materiales e insumos que sean importados para los proyectos de FNCE, y no sean producidos por la industria nacional, estarán exentos del pago de aranceles. Finalmente, se estipula la posibilidad de depreciar aceleradamente los activos del proyecto, con una tasa anual de depreciación máxima del 20%.

De acuerdo con la Ley 1715 de 2014, el país debe trabajar en la integración de las FNCE al Sistema Energético Nacional, que se encuentra compuesto no solo por el Sistema interconectado Nacional, sino igualmente por las Zonas No Interconectadas, las fuentes, los mecanismos y los medios de transformación que hacen posible el uso de la energía para fines útiles dentro de todas las actividades realizadas a nivel nacional. Dada la extensión del territorio, la complejidad del sistema y la diversidad y dispersión de recursos renovables disponibles en las diferentes regiones, el aprovechamiento de aquellos recursos más abundantes en cada región representa oportunidades por ser potencializadas como medio para fomentar el desarrollo de nuevas actividades económicas y mejorar la calidad y la sostenibilidad de la prestación de servicios básicos energéticos.

Muestra de los recursos renovables disponibles son los altos niveles de irradiación solar en la costa Caribe y en la alta Orinoquía, el recurso eólico característico del norte del país y otros puntos focalizados en colinas y franjas costeras, algunas áreas de potencial geotérmico en la cordillera central, y los residuos y productos agrícolas y silvo-pastoriles diversos que pueden ser utilizados con fines energéticos. El encadenamiento de potenciales proyectos de generación o transformación a partir de estas fuentes energéticas con procesos productivos y proyectos que eleven la calidad de vida y las oportunidades de desarrollo de las comunidades representa el marco de programas que el gobierno nacional puede promover apoyándose en las autoridades regionales y locales para su materialización.

En lo que al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se refiere, los posibles generadores de energía renovable que superen los 20 MW de capacidad deberán cumplir los requisitos establecidos por la CREG para tal efecto, lo que implica que cada proyecto debería construir una conexión independiente. Con el fin de posibilitar la mutualización de las inversiones para la conexión así como las exigencias ambientales, la CREG propuso un nuevo esquema en la Resolución CREG 028 de 2014. En esta propuesta se somete a consideración de los agentes la posibilidad de ampliar la definición normativa de Frontera Principal, para permitir la agrupación de varios Agentes Generadores bajo una misma Frontera Comercial para efectos de conexión al SIN.

Ante este panorama, en el *Plan de expansión de referencia generación y transmisión 2014-2028* la UPME contempla varios escenarios de penetración de energías renovables a partir del potencial identificado en estas fuentes. En el escenario más conservador supone la incorporación de 474 MW de energía eólica en la matriz de generación proveniente de la Guajira. Con esta adición la energía eólica tendría una participación del 2% en la capacidad instalada del SIN.

En el escenario más factible se considera que las FNCE pueden representar un 6% de la canasta de energía eléctrica, lo que correspondería a una capacidad instalada de 1.207 MW en 2028. Sumado a los 474 MW de energía eólica del escenario pesimista, se considera posible la instalación de 143 MW de energía solar, 275 de geotermia y 314 MW de cogeneración con biomasa.

En términos de costo marginal del sistema, la adición de estas fuentes de energía renovable permitiría una reducción cercana a \$2 USD/MWh frente al escenario base anteriormente mencionado, en el que la expansión se hace mediante la adición de plantas de carbón. Esta reducción es posible gracias a los bajos costos de AOM⁸⁹ de las tecnologías asociadas. Adicionalmente, la correlación negativa entre los ciclos hidrológicos del país y los vientos en la Guajira hace que la instalación de una fuente intermitente de energía no genere desmejoras en la confiabilidad del sistema.

En el escenario optimista se estima una participación de máximo un 15% en 2028. En este caso se incluyen proyectos de generación con energía renovable gracias a la implementación de la Ley 1715 de 2014, considerando que para el periodo comprendido entre 2015-2030 se podrían adicionar 896 MW de capacidad eólica adicionales a los 474 MW ya previstos, 239 MW de energía solar y 375 MW geotérmicos. Los resultados de estos escenarios indican que el costo marginal promedio del sistema se reduce sustancialmente. En el escenario más conservador en el que las plantas eólicas y fotovoltaicas tienen una participación del 3% y 1% respectivamente, se encontró una reducción del costo marginal de 8.7 USD/MWh en promedio.

Finalmente, debe también contemplarse la relación entre la energía renovable no convencional intermitente y las necesidades de nueva red de transmisión para su incorporación. En el Plan de expansión 2014 - 2028 se establecieron los beneficios asociados a la conexión de generación eólica en el norte de la Guajira, al igual que sus costos asociados. Los resultados obtenidos evidenciaron varios beneficios, entre ellos reducción del costo marginal, confiabilidad energética y complementariedad con otras fuentes convencionales. Adicionalmente, debe implementarse una red de medida de los recursos renovables con el fin de establecer la complementariedad entre cada una de las fuentes y, por qué no, pensar en la posibilidad de definir subastas regionales en el esquema del Cargo por Confiabilidad.

⁸⁹ Administración, Operación y Mantenimiento.

Pequeñas centrales nucleares

Las pequeñas centrales nucleares pueden verse como una alternativa a largo plazo para diversificar el parque generador colombiano. La energía nuclear es una fuente confiable, segura y libre de emisiones de efecto invernadero.

En Europa y Estados Unidos han venido trabajando en esquemas de negocios que permiten flexibilizar el uso de los combustibles para centrales nucleares y se ha desarrollado una opción de “nuclear fuel leasing”, que permite al operador de una central poner el riesgo y costos asociado al combustible nuclear, incluyendo su disposición final, bajo la responsabilidad de un tercero. Esto minimiza los requisitos regulatorios previos a la instalación, que generalmente son muy engorrosos. Esta opción, combinada con las nuevas tecnologías de alto nivel de seguridad (como por ejemplo el “*tristructural isotropic fuel*” y los menores tamaños de las unidades (de 50 MW o menos) vuelven a la energía nuclear una opción a considerar en el largo plazo.

4.1.4 Viabilizar la generación distribuida y local a pequeña escala

La posibilidad de que los usuarios se auto-abastezcan mediante la instalación de equipos de pequeña dimensión y puedan utilizar la red como respaldo, o tengan equipos para uso no continuo como respaldo para fallas en el suministro de red, representa una alternativa para diversificar la canasta energética de generación. Señal que debe enfocarse con especial énfasis en las entidades oficiales, con el objeto de disminuir el impacto financiero que generan en las electrificadoras por el no pago del servicio. La generación distribuida es una oportunidad para la incorporación de energías renovables en la canasta energética, dado que las últimas tendencias del mercado muestran inclinación a equipamiento pequeño, diseñado para el usuario individual residencial como un medio de garantizar su abastecimiento, manejar sus propios patrones de consumo, y aumentar su control sobre su factura energética. Adicionalmente, no representan el mismo reto constructivo en relación a las plantas de mayor escala, específicamente respecto a licenciamientos, gestión predial y social.

Como se mencionó anteriormente, en el *Plan de Referencia de Expansión de Referencia 2014-2028*, la UPME considera varios escenarios, en algunos de los cuales se incorporan hasta 239 MW de energía solar a pequeña escala. Estos escenarios corresponden a lo que la UPME considera podría resultar de la implementación de la Ley 1715 de 2014 que tiene por objeto promover la integración de energías no renovables en el sistema eléctrico colombiano.

Dentro de esta Ley se disponen ciertos mecanismos (más allá de los incentivos fiscales mencionados anteriormente) que buscan promover la generación local a pequeña escala. En primera instancia, se autoriza a los pequeños autogeneradores a entregar sus excedentes a la red de distribución, así como para comercializar los créditos de energía que obtengan como resultado de la entrega de dichos excedentes, de acuerdo con lo que la CREG disponga a tal efecto.

De igual forma, contempla que los pequeños autogeneradores utilicen medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de consumos versus entregas a la red, así como procedimientos sencillos de conexión. Finalmente, especifica que la remuneración de la generación distribuida debería ser realizada teniendo en cuenta los beneficios que ésta generación aporta al sistema de distribución donde se conecta. Por ejemplo, las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva, etc.

Si bien la instalación de pequeños generadores en el sistema podría diversificar la canasta y mejorar la confiabilidad del suministro, es preciso mencionar que una implementación efectiva de estas tecnologías requiere varias modificaciones en el diseño y arquitectura del sistema eléctrico. El control y supervisión centralizados y con poca flexibilidad que caracteriza el sistema eléctrico actual, no es adecuado para un ambiente con muchas instancias de decisión, como lo sería si los consumidores pasarán a ser usuarios activos (*“prosumers”*) con poder de decisión tanto sobre su uso como sobre su producción energética. La generación distribuida y las redes inteligentes son la aproximación que ha venido tomando fuerza para manejar esta nueva arquitectura.

De igual forma, la instalación de equipos de generación distribuida requiere una reevaluación de la gestión de terrenos dentro de las ciudades y, en particular, de las normas sobre uso de suelo urbano y copropiedades, dado que este tipo de sistemas se ubican preferencialmente dentro de grandes centros urbanos y pueden involucrar el uso de áreas comunes.

4.1.5 Contar con una infraestructura de redes de transmisión adecuada

La planeación de la expansión del parque generador debe ir acompañada de la planeación en expansión del sistema de transmisión, con el fin de determinar los impactos en la conexión y operación del SIN. Adicionalmente, se requieren nuevas inversiones para expandir o ampliar la capacidad de transporte del sistema, para de esta forma reducir las restricciones del SIN, garantizar la confiabilidad de la demanda y posibilitar la conexión de nuevos usuarios, todo ello bajo criterios de eficiencia económica.

Debido a que dentro del plan de expansión en generación se contempla la incorporación de fuentes de energía no convencional, en particular recursos de generación solar y eólico, la planeación y operación del SIN enfrenta un reto importante, debido a la intermitencia de estos recursos y su ubicación en la geografía nacional.

En *El Plan de Expansión de Referencia en Generación y Transmisión 2014-2028*, la UPME analizó el impacto de la conexión de dos usuarios especiales: la planta de generación Porvenir 2 y un gran consumidor. El primer proyecto contempla la construcción de una planta hidráulica con una capacidad 352 MW en el departamento de Antioquia.. De igual forma, se analizó el impacto para el sistema de la conexión de un gran consumidor (115 MW) que corresponde a la instalación del complejo minero Gramalote en el departamento de Norte de Santander, al igual que los costos y beneficios por la conexión de generación eólica en el norte de la Guajira.

Adicionalmente se evaluaron las necesidades de red en cada una de las sub áreas del sistema de transmisión nacional y en los sistemas de transmisión regional, con el fin de identificar las inversiones que deberían llevarse a cabo para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema.

La UPME recomienda en el corto y mediano plazo la ejecución de los siguientes proyectos de inversión: un nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Santander (Palenque), un nuevo punto de conexión al Sistema de Transmisión Nacional en Boyacá (San Antonio), una nueva subestación en 500 kV en Cuestecitas y el segundo circuito Copey – Fundación 220 kV, reconfiguración del enlace Virginia – San Marcos 230 kV en Virginia – Cartago 220 kV y Cartago – San Marcos 220 kV, Cambio de Nivel de tensión Hermosa – Esmeralda 230 kV y Reconfiguración Esmeralda San Felipe en Esmeralda – Enea 230 kV y Enea – San Felipe 230 kV.

En el largo plazo y como respuesta al posible incremento de la demanda y la incorporación de fuentes de energía renovable, la UPME propone como primera medida estudiar el cambio de nivel tensión (niveles superiores a 500 kV) , además de la instalación de dobles circuitos en 500 kV, para lo cual en las convocatorias actuales de la UPME para las obras definidas en el Plan de expansión 2013-2027, se determinó la necesidad de torres doble circuitos con un solo circuito vestido, previendo la posibilidad de usar el segundo en el futuro.

Asimismo, se estudia la construcción de nuevas obras en diferentes áreas, correspondientes a una subestación a 500 kV en el área Atlántico, la instalación de compensación dinámica en el área Caribe Nordeste, ello mediante la instalación de un segundo transformador 500/230 kV -450 MVA en la subestación de Ocaña y/o un SVC a nivel 230 kV en cualquiera de las subestaciones de ésta área. De igual forma, se identificó como necesaria la expansión de la red en el área del Chocó y en el sur del país.

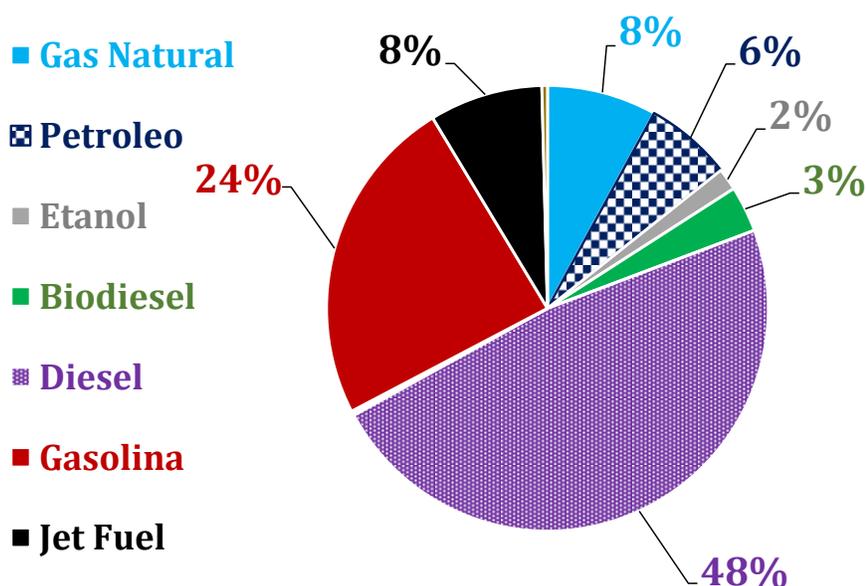
Finalmente, se recomienda la adopción de nuevas tecnologías para optimizar la operación del sistema tales como dispositivos almacenadores de energía, transformadores desfasadores y redes HVDC⁹⁰. Esto requerirá cambios en la normatividad para su incorporación o en las mismas empresas, pues el reconocimiento de estos activos tales como baterías u otros elementos no están considerados en la normatividad vigente. Sin embargo, independiente de las señales normativas, estos elementos pueden mejorar y optimizar el desempeño del sistema, por lo cual las empresas deberían estudiar la posibilidad de su utilización para casos particulares, en los cuales sean solución a problemáticas técnicas y sean viables económicamente.

⁹⁰ Acrónimo en inglés de *High Voltage Direct Current*

4.1.6 Diversificar la canasta de combustibles para el sector transporte

En Colombia, el 95.1% de la demanda energética del sector transporte (Gráfica 4-7) se concentra en el consumo de combustibles fósiles (petróleo, kerosene, gasolina y diésel). Esta situación es preocupante, por un lado porque los precios de éstos combustibles están fuertemente ligados a la evolución del precio internacional del petróleo. Y por otro lado, por el impacto negativo que tiene el uso de estos combustibles en el medio ambiente.

Gráfica 4-7 Canasta de combustibles del sector transporte según el Balance Energético 2012



Fuente de datos: UPME
Fuente de gráfica: UPME

Esta situación requiere incorporar nuevas fuentes de abastecimiento de energía para el sector transporte, que sean económicamente viables, pero al mismo tiempo privilegiando aquellas que tengan un impacto ambiental moderado. A continuación se listan las alternativas que la UPME considera como posibles para el país.

Biocombustibles

Desde el 2005 en Colombia se impuso como obligatoria la mezcla de gasolina con etanol (alcohol carburante) y desde 2009 de diésel con biodiesel. El porcentaje reglamentado de mezcla es de 8% para el etanol y el del biodiesel varía entre 2% y 10% dependiendo de la región⁹¹.

⁹¹ Igualmente, hay algunos departamentos de frontera en donde no se impone la mezcla para alguno o ambos biocombustibles.

La producción de etanol en el país se hace a partir de caña de azúcar, pues es el insumo con el que se alcanza la mayor eficiencia energética. Gran parte de la producción nacional se localiza en el Valle del Cauca, donde también se encuentran 5 de las 7 refinerías nacionales. De acuerdo con los datos de Asocaña, en 2013 se produjeron 387 millones de litros destinados a la mezcla con gasolina, lo cual fue suficiente para cubrir la demanda nacional.

En cuanto al biodiesel, la producción nacional utiliza el aceite de palma como principal insumo dada su alta eficiencia energética y las posibilidades para su producción a nivel nacional. Colombia cuenta con 9 plantas de producción de biodiesel con una capacidad de 591 mil toneladas por año. La producción nacional en 2013 fue aproximadamente 575 millones de litros.

La conformación de la cadena de producción de biocombustibles en el país es un ejemplo de cómo es posible de forma simultánea, diversificar la canasta de combustibles, generar valor agregado en cadenas diferentes a la del petróleo, concretamente en la industria azucarera y la de aceite de palma y mitigar el impacto ambiental por la emisión de gases de efecto invernadero.

Por lo anterior, la UPME considera que el esfuerzo iniciado con la incorporación de biocombustibles puede profundizarse en condiciones de competencia y con requisitos de eficiencia económica, aprovechando la experiencia adquirida en las etapas de cultivo y transformación. Se debe propender entonces porque la cobertura del programa abarque el conjunto del territorio nacional, para lograr una diversificación efectiva de la canasta de energéticos usados en el sector transporte. De otro lado, la política nacional para los biocombustibles debería evolucionar y ser encaminada hacia la desregulación progresiva de este mercado, contemplándose la eliminación de metas obligatorias, y evaluándose la posibilidad de abolir los precios garantizados a los productores o sustituyéndolos por precios máximos, puesto que actualmente, las mejoras en la producción no se trasladarían en menores costos para los consumidores.

Sin embargo, los anteriores elementos no deben ser abordados con el ánimo de establecer cambios radicales en el corto plazo, reconociendo que los sectores productivos de materias primas para la producción de biocombustibles, especialmente en el caso de la palma de aceite, atraviesan momentos de bajos rendimientos y competitividad a raíz de los altos costos de producción de una porción representativa del sector. Esto hace necesario que se consideren estrategias para el incremento de la productividad y la reducción de costos de la industria agrícola que redunden en la mejora de la competitividad del sector en el mediano y largo plazo, momento en el cual podrían ser implementados los cambios anteriormente propuestos, debidamente articulados. El desarrollo del concepto de biorefinería en el sentido de plantas que procesan la biomasa para extraer de ellas no solo energía en forma de biocombustibles sino co-productos industriales y farmacéuticos, abonos orgánicos e idealmente energía también en forma de calor y electricidad a través de esquemas de cogeneración, representa una alternativa a ser impulsada para lograr la reducción de costos y el mejoramiento productivo del sector.

De forma complementaria, en el largo plazo debe contemplarse la posibilidad de desarrollar una cadena de valor en torno a la producción de biocombustibles de segunda y tercera generación, siendo posible empezar por implementar esquemas y tecnologías como los que ya han sido implementados con éxito en otros países para la producción de biodiesel a partir de aceites usados.

A diferencia de los biocombustibles que se producen en la actualidad, la producción de la segunda y tercera generación utilizaría mejores procesos tecnológicos y materias primas que no se destinan al consumo humano. En el primer caso (segunda generación) se utilizan como insumo cultivos no comestibles o productos de desecho como por ejemplo los aceites usados o el bagazo de caña, mientras que en el segundo caso (tercera generación) se utilizan organismos no destinados a la alimentación pero con gran potencial energético como son las algas marinas. Lo anterior, permitiría de forma simultánea, resolver la tensión entre la producción de alimento y de combustibles, así como las posibles limitaciones de expansión agrícola que pudieran presentarse y diversificar la canasta de biocombustibles nacionales sin aumentar la emisión de carbono.

Gases combustibles – GNL y GLP

Actualmente, el gas natural vehicular (GNV) no cubre más del 5% del consumo energético del sector transporte, a pesar que es una alternativa atractiva frente a los combustibles líquidos, tanto por su costo, como por los beneficios ambientales que tiene su combustión.

Si bien la conversión de vehículos a GNV se ha desarrollado gracias a la puesta en marcha de programas de incentivos para la adopción de este combustible, la falta de certidumbre en el abastecimiento y la consecuente señal de escasez ha desacelerado las conversiones y por ende el crecimiento en el consumo de GNV. Lo anterior, sumado a las pocas estaciones de servicio en algunas zonas del país y a la persistencia de falsas creencias en torno al rendimiento de los vehículos convertidos ha obstaculizado la consolidación de este mercado.

Lo anterior implica que es necesario garantizar un suministro confiable de gas natural en el país para incrementar la participación del GNV en el consumo de combustibles del sector transporte. La alternativa que la UPME considera como más factible y complementaria a los esfuerzos en exploración de hidrocarburos corresponde a la construcción de una planta de regasificación, que posibilite la importación de gas natural licuado (GNL) proveniente del mercado exterior. Lo anterior, permitiría tener acceso a una oferta menos restringida de gas natural y posibilitaría asegurar confiabilidad en el suministro de GNV en el interior del país.

Paralelo al esfuerzo en el suministro de GNV, la UPME considera que el gas licuado de petróleo (GLP) también es una de las alternativas factibles para diversificar la canasta de combustibles para el sector transporte.

Actualmente, la oferta de GLP en Colombia se restringe a la producción nacional que es más que suficiente para cubrir las demandas internas. En 2013 la producción de GLP alcanzó un nivel de 19.597 BPD, lo que representó aumento del 2,5% y 6,13% frente a los volúmenes producidos en 2012 y 2011, respectivamente. El consumo de GLP nacional en 2013 fue igual a 15.587 BPD, lo que permitió que el excedente de la producción fuera exportado.

El sector transporte es un nicho potencial de mercado para el GLP. Por un lado, la tendencia de los últimos años muestra que el consumo de GLP en el sector residencial ha disminuido, debido al cambio por gas natural. Por el otro, la capacidad de producción interna es superior a la demanda nacional y en la *Cadena del GLP (2013)*, la UPME estima que la producción se incrementará notablemente a partir de 2014, gracias a los campos de Cusiana y Cupiagua. Se proyecta que para 2020 se alcanzará un volumen de 41.830 BPD.

Por lo anterior, el *autogas* es una alternativa para la diversificación de la canasta de hidrocarburos del sector transporte, gracias a que se dispone de equipos de conversión, las inversiones en infraestructura necesarias para expandirse a este mercado son razonables y el desempeño de los vehículos es adecuado. Lo anterior, sin mencionar que el GLP es un combustible que genera menores emisiones de CO₂ y de material particulado, razón por la que podría mejorar los factores de emisión de CO₂.

De acuerdo con las estimaciones de la UPME, la flota potencial de vehículos apta para conversión a GLP sería cercana a 4.3 millones de vehículos, en particular motocicletas y vehículos que funcionen con diésel y gasolina.

Finalmente, la UPME considera que es preciso reglamentar e implementar el uso de GLP como combustible para vehículos, determinando las reglas que garanticen la seguridad y calidad de las conversiones, con el fin de optimizar los beneficios ambientales y económicos esperados.

Electrificación del parque automotor

El desarrollo de los sistemas eléctricos a nivel mundial estará en el mediano plazo fuertemente ligado a las nuevas tecnologías para redes inteligentes y medición avanzada. Estas tecnologías permitirán a las redes eléctricas responder a las demandas de todos los usuarios de forma más flexible y dinámica. Uno de los mayores avances que tendrá la incorporación de las redes inteligentes será el de la movilidad eléctrica. Esto permitirá la progresiva electrificación del parque automotor gracias a que la red podrá abastecer todos los puntos de recarga que posibilitan el uso de vehículos eléctricos, una vez se establezca la infraestructura necesaria para ello, o los incentivos para llevar a cabo cargas inteligentes. En la actualidad, los vehículos eléctricos tanto privados como de servicio público ya están en fase de comercialización en varios países del mundo, razón por la cual Colombia puede aprovechar los efectos de aprendizaje y utilizar las tecnologías más eficientes.

Es preciso mencionar que la baja penetración de los vehículos eléctricos en el país es parcialmente resultado de su alto costo frente al precio de los vehículos convencionales. Por esta razón, en el Decreto 2909 de 2013 del Ministerio de Industria y Turismo se decretó un contingente anual durante tres años para la importación de 750 unidades de vehículos eléctricos con 0% de arancel y uno de igual volumen de vehículos híbridos con un gravamen arancelario de 5%.

Si bien en el corto plazo la anterior medida podría acelerar la penetración de vehículos eléctricos en el parque automotor (una vez se restablezca el impuesto arancelario unificado) se podría evaluar la posibilidad de establecer un impuesto verde para cada tipo de vehículo, el cual esté correlacionado con el nivel de emisiones de carbono que cada tecnología produce. Esto permitiría compensar las externalidades negativas del uso de combustibles fósiles, aumentando la competitividad del carro eléctrico frente a los vehículos tradicionales.

Sin embargo, la electrificación del parque automotor requiere, además de un incentivo arancelario inicial, la incorporación de las tecnologías de redes inteligentes (*smart grid*) que permitan la inclusión de una multiplicidad de puntos de recarga que aseguren un abastecimiento confiable de energía eléctrica para los usuarios que opten por este tipo de vehículos. En este sentido en el país se ya han dado los primeros pasos para identificar (mediante análisis virtuales de la posible incorporación de vehículos eléctricos y la electrificación de troncales de Transmilenio) los requerimientos energéticos, el impacto sobre la calidad de la potencia de la red y la distribución óptima de los puntos de recarga.

Actualmente el mapa de ruta para el desarrollo de redes inteligentes en Colombia está en elaboración por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El objetivo de este proyecto es identificar las estrategias más adecuadas, normas y reglamentos necesarios para implementar con éxito las redes inteligentes en el país. Las estrategias resultantes de este proyecto provendrán, por un lado, de la evaluación comparativa de las tecnologías de información y comunicaciones disponibles, y del otro de las experiencias de otros países que ya han introducido este tipo de estrategias. El fin último de este mapa de ruta es el desarrollo de un proyecto piloto que integre diversas tecnologías.

Es preciso reconocer que el desarrollo de redes inteligentes así como la incorporación de vehículos eléctricos significará una transformación del mercado eléctrico, lo que a su vez requerirá cambios institucionales y nuevas reglas de juego acordes con estos desarrollos. Por ejemplo, la electrificación del parque automotor implicará la entrada de nuevos agentes en el mercado eléctrico: aquellos que comercialicen energía eléctrica con destino al mercado vehicular. Estos nuevos comercializadores en principio no deberían ser sometidos al régimen jurídico de servicios públicos domiciliarios. La CREG deberá definir las condiciones bajo las que estos agentes tendrán acceso tanto al mercado mayorista como al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

4.1.7 Incentivar el aprovechamiento y uso de la biomasa

Las biomásas (principalmente la leña, el bagazo y otros residuos de origen biomásico), como fuente primaria de energía, tuvieron una participación cercana al 12% de la oferta nacional y cubrieron un 11% de la demanda energética de Colombia en 2012.

El potencial energético de biomásas del país se concentra principalmente en el aprovechamiento de residuos forestales y agrícolas, en particular de los residuos de la caña de azúcar y la palma de aceite, la cascarilla de arroz, el cisco y la pulpa de café, los residuos del banano y las explotaciones silvícolas, entre otros. De acuerdo con los estudios realizados por la UPME y publicados en el *Atlas de Potencial de la Biomasa Residual en Colombia* (2010), se estima que en el sector agrícola se producen anualmente cerca de 331 mil TJ en residuos que pudieran ser aprovechados energéticamente. Al mismo tiempo, en el sector pecuario se calcula se generan alrededor de 117 mil TJ por año en forma de bovinaza, porquinaza, pollinaza y gallinaza que pudiese ser utilizada en conjunto con residuos agrícolas para la producción de biogás, en tanto que en los centros de abastos, plazas de mercado y acopio de podas de las principales ciudades del país se generan del orden de 410 TJ anuales.

Estas cifras suman unos 448.410 TJ anuales por año que representan aproximadamente un 28% de la demanda energética interna del año 2012.

Con el fin de promover el desarrollo de plantas de generación eléctrica a partir de la biomasa, la Ley 788 de 2002 consagró una exención en el pago del impuesto de renta generada por la venta de energía proveniente de tal fuente, para proyectos que tramiten y vendan certificados de carbono e inviertan el 50% de tales ganancias en obras de beneficio social. Por otra parte, la reciente Ley 1715 de 2014 expandió los beneficios tributarios para las FNCE, entre las que se encuentra la biomasa, con base en lo cual, la UPME proyecta en el *Plan de Expansión de Referencia 2014-2028* que se podrían adicionar al parque generador del país 191 MW de biomasa de palma⁹² y 57 MW de caña en el periodo 2015-2020, que se sumarían a los 72,3 MW de biomasa que hoy entregan energía al SIN, o los cerca de 206 MW totales que suministran energía para el autoconsumo de la industria azucarera y excedentes para la venta.

Según el estudio *Análisis Costo Beneficio de Energías Renovables no Convencionales en Colombia* (2013) preparado por Fedesarrollo⁹³ se estima que el costo nivelado de generación a partir de biomasa, en el caso específico del bagazo de caña, está alrededor de 20 COP/kWh, el cual resulta menor que los costos nivelados calculados para la generación eólica, geotermia y centrales filo de agua de pequeño tamaño.

⁹² Basado en información de potenciales y expectativas compartida por Fedepalma.

⁹³ García H, et al. (2013) *Análisis costo beneficio de Energías Renovables no Convencionales en Colombia*. Recuperado en: http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/WWF_Analisis-costo-beneficio-energias-renovables-no-convencionales-en-Colombia.pdf

Según este estudio, los proyectos de cogeneración tienen un valor presente neto positivo para tasas de descuento hasta del 12%, por lo que se concluye que del desarrollo de proyectos con FNCE, éstos pueden ser los más factibles, al tiempo que se recomienda que en caso de estar interconectados al SIN sería conveniente que pudieran acceder al cargo por confiabilidad, lo que mejoraría la rentabilidad de este tipo de proyectos (algo que hoy en día ya es posible para proyectos de co – generación o generación con Combustibles de Origen Agrícola, conforme lo dispuesto por la Resol. CREG 153 de 2013).

Por otra parte, es preciso mencionar que el potencial energético de la biomasa en Colombia, además de representar una alternativa para la diversificación de la canasta de generación de energía térmica y eléctrica a partir de esquemas de cogeneración como los implementados por la industria azucarera, hoy en día hace posible la producción de biocombustibles de primera generación y en el futuro podrá permitir, conforme los avances tecnológicos de los próximos años lo hagan posible, el desarrollo de combustibles de segunda generación para el sector transporte.

Más allá, el potencial energético de la biomasa también brinda la oportunidad de suministrar energía eléctrica en las regiones más apartadas del país, donde ya sea por su lejanía o la poca densidad, es muy costoso integrarlas al sistema interconectado nacional. De igual forma, el aprovechamiento energético de la biomasa permite desplazar el uso de combustibles fósiles ampliamente utilizados por la industria, como es el caso del gas natural, el carbón y los combustibles líquidos, por residuos agrícolas que constituyen combustibles alternativos abundantemente disponibles en determinadas regiones del país, lo que además de reducir los costos de generación y producción, hace que la operación de estas industrias sea más sostenible.

La puesta en marcha de biorefinerías mediante el concepto de aprovechamiento integral de la biomasa, sus productos y sub-productos, permitiría producir además de productos principales como aceites o alimentos, uno o varios portadores energéticos como son los biocombustibles, el biocarbón, los pellets, el biogás o el gas de síntesis, además de otros co-productos para usos no-energéticos, como son químicos, productos farmacéuticos y materias primas útiles en otros procesos industriales, tal como lo hace una refinería tradicional con el petróleo^{94,95}. Este tipo de proyectos productivos podría contribuir al desarrollo rural y ser el punto de partida de una serie de externalidades positivas en términos sociales y económicos para las áreas rurales.

Teniendo en cuenta los procesos de cultivo, cosecha, acopio, transporte, manejo y uso de la biomasa y sus residuos, la generación a partir del aprovechamiento de esta FNCE es indudablemente una alternativa para la creación de una cadena de valor alrededor de su aprovechamiento.

⁹⁴ <http://www.biorefinery-euroview.eu/biorefinery/public/index.html>.

⁹⁵ B. Kamm . M. Kamm, Principles of biorefineries, Appl. Microbiol. Biotechnol. (2004).

Integrando estos conceptos a través de esquemas novedosos para la producción y suministro de las materias primas necesarias para los procesos productivos, en el marco de los procesos de devolución y asignación de tierras generados en la búsqueda de la paz, es factible diseñar esquemas que maximicen la generación de valor a través del uso productivo de la tierra, y la participación activa y comprometida de la clase campesina en estas actividades empresariales, como medio para garantizar la estabilidad y el mejoramiento de las oportunidades y las condiciones de vida de las comunidades rurales.

4.2 OBJETIVO 2. DEMANDA EFICIENTE DE ENERGÍA

La energía es un bien fundamental para el desarrollo de todas las actividades comerciales e industriales, así como para el bienestar de los hogares. Por lo tanto, el costo de los insumos energéticos puede tener un impacto significativo en la competitividad de aquellos renglones productivos que sean energo-intensivos. De la misma manera, un alto costo de la energía tiene un impacto negativo en el bienestar y confort de los hogares por la reasignación de los recursos monetarios existentes, puesto que una gran parte de los bienes que consumen requieren energía para su funcionamiento. Sobre este tema el Banco de Desarrollo de América Latina – CAF (Corporación Andina de Fomento) nos muestra que la demanda de los servicios públicos (Agua, Energía, Gas) tiende a ser inelástica⁹⁶.

De otro lado, los subsidios son una herramienta de política pública importante para la inclusión social (subsidios a la demanda) y para la ampliación de cobertura (subsidios a la oferta). Surge la necesidad de evaluar el objetivo de los mismos y su relación con el Presupuesto General de la Nación (PGN) y la demanda eficiente de energía, con el fin de definir una política pública a mediano plazo, orientando los esfuerzos técnicos a la mejor focalización, al desmonte de las contribuciones en algunos sectores comerciales y al análisis de consumo de subsistencia (subsidios a la demanda) para generar con estas decisiones un ahorro de recursos monetarios los cuales sean invertidos en una política pública a largo plazo para garantizar la universalización del servicio de energía (subsidios a la oferta).

En la política pública de mediano plazo es donde se va a relacionar la focalización de los subsidios, el consumo de subsistencia, actividades de generación de empleo y la demanda eficiente de energía, con el fin de reducir los impactos negativos en el bienestar y confort de los hogares⁹⁷ y la competitividad en actividades económicas generadoras de valor en la economía.

⁹⁶ <http://www.caf.com/media/3861/200802Melendez.pdf>. “Subsidios al consumo de los servicios públicos: reflexiones a partir del caso colombiano”. Melendez Marcela. CAF. Junio de 2008. Venezuela.

⁹⁷ “Informe del Estudio para Realizar una evaluación del sector de energía eléctrica para identificar sus problemáticas y retos, y a partir de ello proponer recomendaciones de política sectorial para el corto, mediano y largo plazo”. Dyner Isaac. DNP. Diciembre de 2014. Colombia.

Por su parte, la política pública de largo plazo está orientada a la tendencia de los países pertenecientes a la OECD, el cual busca incentivar los subsidios a la oferta⁹⁸.

Así entonces, en el mediano plazo se busca la eficiencia en la demanda de energía y en el largo plazo cumplir con el objetivo de universalización del servicio de energía eléctrica.

Igualmente, los sectores de consumo final, pueden, mediante mejores prácticas y la introducción de procesos y equipamientos más eficientes, reducir sus facturas de energéticos y por ende mejorar su productividad, la competitividad del país y contribuir al desarrollo sostenible.

En resumen, para mejorar la eficiencia en el consumo de energía es preciso actuar simultáneamente en dos frentes. El primero corresponde a la forma cómo los usuarios valoran la energía. En este punto es preciso que los precios de los energéticos no estén distorsionados, con el fin de que transmitan al consumidor la información que refleje su escasez relativa, sus costos de producción e incluso que incorporen las posibles externalidades negativas derivadas de su explotación. El segundo frente de acción corresponde a la forma en cómo los usuarios utilizan la energía, en este sentido se requiere promover la adopción de mejores hábitos de consumo energético y nuevas tecnologías que permitan reducir la intensidad energética y por ende la intensidad de carbono en la economía.

4.2.1 Tarifas eficientes de eléctricas y precios del gas natural y en general de combustibles

Una formación de precios eficiente es un elemento clave para mejorar la competitividad de la industria nacional, así como para mejorar el bienestar de los usuarios residenciales, en la medida en que las decisiones de consumo pueden tomarse teniendo en cuenta la escasez relativa de los insumos, lo que conduciría al uso de los energéticos que sean más abundantes y por ende menos costosos. Dado que gran parte de los energéticos funciona bajo mercados regulados o intervenidos, es importante que la regulación vigente no distorsione los precios sino que por el contrario propenda porque éstos reflejen los costos eficientes (tanto internos como externos) de su producción.

A continuación se presentan las recomendaciones de la UPME en cuanto a la promoción de precios eficientes para la energía eléctrica y el gas natural:

⁹⁸ El rol de los subsidios en el sector eléctrico en América Latina. Pantanali Carla – Benavides Juan. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Diciembre 2006.

Energía eléctrica

Según el *Informe Nacional de Competitividad 2014-2015*, Colombia es uno de los países de Latinoamérica con menor consumo per-cápita de energía eléctrica, el cual es 52% menor a la media de la región. En este estudio se sugiere que este rezago en el consumo puede ser en parte explicado por los altos costos de la energía eléctrica. Para evidenciar lo anterior se señala que el IPC ha crecido en promedio 4.3% entre 2003 y 2013 mientras que el IPC de energía eléctrica lo ha hecho en 6.4% en el mismo periodo. Esta misma situación fue identificada en la *Consultoría sobre la Competitividad en la Cadena de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (2013)*⁹⁹, en la que se subraya que entre 2008 y 2012 se registró un aumento del 23% del costo unitario de energía eléctrica (CU) promedio ponderado de los cuatro mercados principales de Colombia (Bogotá, Medellín, Cali y la Costa Atlántica) y que debido a la revaluación del peso en ese mismo periodo el CU expresado en dólares se incrementó en 39%.

En los dos estudios mencionados anteriormente, se compara el precio de la energía eléctrica en Colombia frente a los de otros países y aunque no se encuentra como uno de los más altos de la región, coinciden en afirmar que es posible realizar esfuerzos adicionales para que éste sea más competitivo. En particular, cuando se descompone el costo (sin tener en cuenta los impuestos) en los componentes de generación, transmisión, distribución y otros, se encuentra que en el primero y el último componente se concentra una parte considerable del costo que es susceptible de reducirse.

El componente del costo referente a la generación refleja las condiciones del mercado mayorista de energía, que es resultado de los precios pactados en los contratos y las compras en el mercado spot. Según estos estudios, el alto costo del componente de generación se explica por un lado por la incertidumbre en el abastecimiento de gas natural que obliga a ciertos generadores térmicos a respaldar sus obligaciones de energía firme con combustibles líquidos (más costosos), situación que genera expectativas al alza en el precio de bolsa y por ende en la formación de precios en los contratos de suministro a largo plazo.

En segunda instancia, puede explicarse por la falta de estandarización de los contratos a largo plazo, razón por la que además de imposibilitar la creación de un mercado secundario, facilita el ejercicio de poder de mercado para aquellos agentes que además de tener una alta participación en el mercado mayorista se encuentran verticalmente integrados con agentes distribuidores.

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME considera que es recomendable avanzar en la conformación de un mercado estandarizado en particular para la contratación de energía para el mercado regulado que complemente los mecanismos de mercado presentes en la bolsa de energía, para que los agentes puedan cubrir los riesgos y se superen las falencias mencionadas anteriormente.

⁹⁹ El resumen ejecutivo de este estudio puede ser encontrado en el siguiente enlace: https://www.ptp.com.co/documentos/Resumen_ejecutivob.pdf

Adicionalmente, se propone que la demanda pueda tener una participación activa en el mercado mayorista para ejercer presión sobre la oferta y reduzca la posibilidad de ejercer poder de mercado.

Finalmente, en el estudio de *Consultoría sobre la Competitividad en la Cadena de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica* (2013) también se indica que existen otros problemas que limitan una formación de precios eficiente como son: el procedimiento para incorporar los costos de arranque y parada (adoptados en agosto de 2009), la inflexibilidad en las ofertas (en la actualidad sólo se permite un precio para todo el día), así como los sobrecostos asociados con las restricciones. Es pertinente que se evalúe la posibilidad de simplificar y flexibilizar los procedimientos para la participación en el mercado mayorista.

En el componente del costo denominado como “otros” se encuentra el cargo por confiabilidad y los demás aportes que deben hacerse a los fondos de solidaridad. En cuanto al mecanismo de cargo por confiabilidad, con el que se busca incentivar nuevas inversiones basados en una estimación de demanda a futuro, el Estudio señaló la necesidad de evitar correcciones a la proyección de demanda, en lo que viene trabajando el regulador. Igualmente puede pensarse en el tipo de precio resultante de la subasta, pasar de un esquema uniforme a discriminatorios¹⁰⁰.

Gas Natural

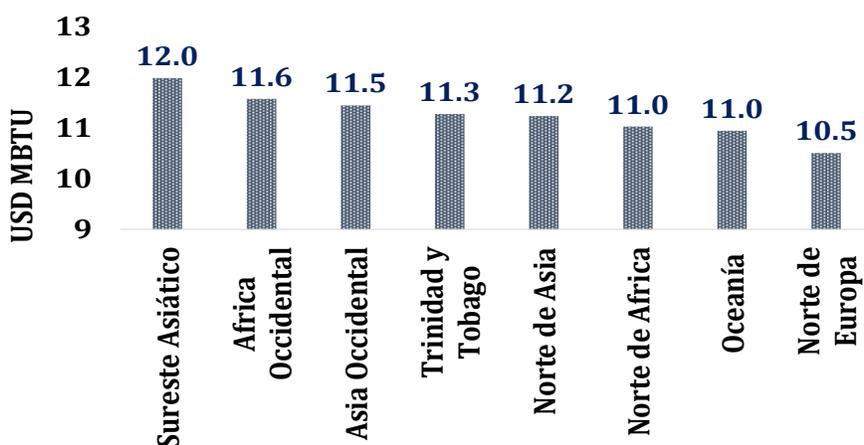
Con la puesta en marcha del marco de comercialización del gas natural reglamentado en la Resolución CREG 089 de 2013, los precios del gas natural en el mercado mayorista pueden ser definidos mediante negociaciones bilaterales realizadas entre productores y compradores. En octubre de 2013, el precio del gas proveniente de los campos en la Guajira pasó de 5,65 US\$/MBTU a un valor promedio cercano a los 3.8 US\$/MBTU.

Ante la posibilidad de importar gas en un escenario en el que no se logren adicionar reservas por éxitos en la exploración que se lleva a cabo en el territorio nacional, los precios de suministro de gas estarían ligados al comportamiento del precio del GNL. Teniendo en cuenta las potenciales fuentes de suministro de GNL para Colombia, se ilustran los precios spot FOB promedio para junio de 2014 (Gráfica 4-8).

A partir de la Gráfica 4-8, se puede concluir que en un escenario de importación de gas, los precios de este combustible más que se triplicarían puesto que el precio en el puerto de importación alcanzaría algo más de 10US\$/MBTU a lo que habría que sumarle los costos asociados al transporte hasta la planta de regasificación que estaría ubicada en Cartagena. Este incremento pondría en entredicho la competitividad del gas natural, en particular en el sector industrial, frente a otros energéticos.

¹⁰⁰ Miguel Espinosa Farfán, Una aproximación al problema de eficiencia en el sector eléctrico, Documento CEDE, Universidad de los Andes.

Gráfica 4-8. Precio spot de GNL por regiones



Fuente de datos: EIA – Wood Mackenzie
Fuente de gráficos: EIA – Wood Mackenzie

Derivados del petróleo

La entrada en vigencia de las resoluciones 181602 de 2011 gasolina, y 181491 de 2012 para ACPM, las cuales modifican el cálculo del Ingreso al Productor, muestran ser un acierto dentro de la política de precios, puesto que esta actualización permite equiparar el Ingreso al Productor de los combustibles colombianos con los precios internacionales y los cambios complejos que este contexto genera, reducen significativamente los montos de subsidios.

Si bien las exenciones tributarias al etanol y el biodiesel buscaban incentivar este mercado, se puede ver como se incrementa año tras año el valor que deja de recibir el gobierno por este incentivo, sin que presente a nivel general beneficios calculables a la economía y a la sociedad. Se debe empezar a discutir una forma de desmonte de estos subsidios, en la medida que las empresas de etanol y biodiesel ya tienen la suficiente capacidad para funcionar de manera estable, y además, promover competitividad entre las mismas, para que así la calidad de los biocombustibles sea un incentivo de mejora continua

Las exenciones tributarias para los combustibles consumidos en las Zonas de Frontera, representan un porcentaje importante dentro del costo fiscal generado por el consumo de combustibles líquidos, lo cual debe analizarse a la sombra del impacto que ha tenido esta política contra el contrabando y en el desarrollo de integral de estas regiones. Las exenciones al volumen importado tienen una participación notable dentro del impacto fiscal total. Este aspecto, debe evaluarse desde el valor del Ingreso al Productor que se usa actualmente, en especial en la zona de la Guajira, es notablemente menor que el Ingreso al Productor Nacional, y como consecuencia, explica los niveles tan altos de dicha exención

El país requiere normalizar la política fiscal con respecto a los combustibles líquidos y determinar si es mayor el costo de los subsidios y las exenciones que el costo de las mejoras sociales. La reducción de subsidios y exenciones además de desincentivar el consumo ineficiente y reducir los costos ambientales y de salud relacionados por las emisiones atmosféricas, seguramente mejorará la rentabilidad de la inversión en educación y salud.

La existencia de políticas tributarias preferenciales al consumo de combustibles va en contravía de la política tendiente al desarrollo de la eficiencia energética y la consideración de costos ambientales por su uso. Por ello, es necesaria la coordinación institucional para asegurar coherencia entre las políticas públicas, pese a que éstas busquen diversos objetivos. Precios eficientes, necesariamente se traducen en eficiencia en los costos, tales como el carbón e incluso el GLP, y por ende la futura expansión de éste mercado.

4.2.2 Promover la eficiencia energética en toda la cadena de demanda

La eficiencia energética es considerada como un mecanismo para asegurar el abastecimiento energético, puesto que se sustenta en la adopción de nuevas tecnologías y buenos hábitos de consumo, con el fin de optimizar el manejo y uso de los recursos energéticos disponibles. La eficiencia energética es vehículo para aumentar la productividad y competitividad nacional y es una de las principales estrategias de mitigación de impactos ambientales en la cadena energética.

Teniendo en cuenta que en 2012 la proporción de energía útil y pérdidas en la matriz energética nacional fue de 40% y 60% respectivamente, con unos costos estimados de energía desperdiciada cercanos a los 5.200 millones de dólares al año, es claro que el potencial teórico de Colombia para mejorar la eficiencia energética es significativo.

Mejorar la eficiencia en el consumo energético es de suma importancia para el país, puesto que se espera que la demanda interna de energía eléctrica crezca sostenidamente durante los próximos años. Según las proyecciones de la UPME se podría esperar un aumento cercano al 31% entre 2015 y 2028. Adicionalmente es una alternativa complementaria a la diversificación de la oferta, para mejorar la seguridad del suministro, manteniendo constante o incluso reduciendo el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero.

En términos institucionales y tras la evaluación y selección del esquema óptimo que permita articular los esfuerzos en materia de eficiencia energética y lograr una efectiva implementación de la política, se recomendó la conformación de una asociación público privada. Esta asociación estaría encargada de promover y desarrollar los proyectos en los sectores industrial, comercial y residencial y de brindar mayor apoyo a la política pública en el sector transporte. Lo anterior es importante para respaldar y legitimar los proyectos que se deriven de la asociación, puesto que el éxito de éstos requiere una buena articulación entre la política pública con las posibilidades e intereses de los sectores de consumo final.

El rol que jugaría esta asociación sería la de un “gestor” especializado, capaz de integrar y bajar las políticas y generar los mecanismos para materializar proyectos con resultados concretos que tengan un efecto replicador. En este sentido, como un primer paso para la conformación de esta alianza, el MME, la UPME y la ANDI han avanzado en la identificación, promoción y apoyo a proyectos con potenciales reales de eficiencia energética en algunas de sus empresas agremiadas. En el corto y mediano plazo se espera hacer lo propio con otros sectores.

De forma complementaria se debe fortalecer la Comisión Intersectorial para el Uso Racional de Energía y Fuentes no Convencionales de Energía (CIURE), creada a través del Decreto 3683 de 2003. Esta Comisión tiene por objeto asesorar y apoyar al Ministro de Minas y Energía en la coordinación de políticas sobre uso racional y eficiente de la energía y demás formas de energía no convencionales. Inicialmente la comisión fue integrada por el Ministerio de Minas y Energía y los Ministerios de Ambiente, Comercio Industria y Turismo, la CREG y COLCIENCIAS. Más adelante se sumaron el DNP y el IPSE.

La UPME, encargada de la secretaría técnica, busca vincular como miembro permanente al Ministerio de Transporte para implementar los proyectos identificados en dicho sector, los cuales tienen un gran potencial en términos de eficiencia energética. Dada la importancia de este sector en la demanda nacional (46,8%), el éxito en ellos será un avance significativo para el país.

En el *Plan Indicativo 2010-2015 PROURE*¹⁰¹, se identificó un potencial de ahorro en el consumo de electricidad de 20,2% a nivel nacional. En dicho documento se establecieron como metas una reducción del 14,75% en el consumo de energía eléctrica y de 2,10% en otros energéticos para el año 2015. Estas metas fueron repartidas según las posibles fuentes de ahorro energético en los diferentes sectores de la demanda.

A continuación se presentan los avances logrados así como los nuevos potenciales y metas de ahorro de energía para cada sector y se proponen las estrategias y acciones que podrían implementarse con el fin de alcanzar las nuevas metas propuestas.

Sector residencial

Actualmente, el sector residencial representa aproximadamente el 20% del consumo final de energía en el país. Las fuentes con las que se satisface la demanda proveniente de este sector son mayoritariamente, la energía eléctrica que cubre cerca de 31% del total y la leña que cubre alrededor de un 28% de la demanda.

¹⁰¹ Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales.

Las tres mayores fuentes de ineficiencia que se han identificado en el consumo de energía del sector residencial son, en primer lugar, el elevado uso de electricidad en refrigeración, resultado de la tenencia de equipos con altos consumos asociados a factores como la tecnología empleada (la mayoría podría clasificarse en rangos muy bajos de eficiencia energética), la falta de mantenimiento y la edad. En segunda instancia, la persistencia del uso de bombillas incandescentes en algunas regiones y finalmente, el alto consumo de energía térmica para la cocción y el calentamiento de agua.

En el *Plan de Acción Indicativo 2010-2015 PROURE*, se identificó al sector residencial como el de mayor potencial de ahorro de energía con un 10.6% y se fijó una meta de reducción de 8.66% en la demanda de energía eléctrica y de 0.55% en otros energéticos para 2015.

Para cumplir dicha meta, se diseñaron cinco subprogramas de acción para este sector, los cuales corresponden a las acciones que se identificaron como las que tendrían los menores costos de abatimiento. El primero consiste en la sustitución de 32 millones bombillas ineficientes que supondrían un ahorro de 2,200 GWh/año (3.45%) y un costo de 96 millones de dólares. El segundo está encaminado a la sustitución 2 millones de equipos de refrigeración, principalmente en los estratos 1, 2 y 3, que equivaldría a un ahorro de aproximadamente 2,400 GWh/año y tendría un costo cercano a 770 millones de dólares.

El tercer y cuarto subprogramas tienen como objetivo invertir en capacitación e investigación aplicada en los temas de hornillas eficientes y sistemas de arquitectura con conceptos de eficiencia energética, respectivamente. En este último subprograma se pretende incentivar el uso de materiales adecuados, el diseño arquitectónico que permita lograr un confort térmico y lumínico aprovechando los recursos naturales y el uso de electro y gasodomésticos más eficientes, todo lo cual permitirá optimizar los consumos y reducir los costos energéticos para las familias.

Finalmente, el objetivo del quinto subprograma es adelantar una consultoría para investigar la posibilidad de la utilización de GLP en el sector rural y zonas marginales.

Para el periodo 2014-2020, la UPME considera que se debe continuar con estos subprogramas de acción, en la medida que aún hay un potencial de ahorro importante tanto en la sustitución de refrigeradores como de bombillas. La nueva meta para este periodo es sustituir al menos 1 millón de refrigeradores, lo que equivaldría a un ahorro del 2.48% de la demanda proyectada 2020.

En cuanto a la sustitución de bombillas ineficientes, la nueva meta está asociada al remplazo de las bombillas incandescentes que aún puedan estar en uso (estimadas hoy en 27 millones de unidades), lo cual representaría un ahorro del 1.27%¹⁰². También se evalúa la posibilidad de ejecutar acciones encaminadas a reducir en 1% el consumo del sector residencial por concepto de stand-by de equipos como televisores, decodificadores, routers, hornos microondas y otros.

¹⁰² Se estima que las bombillas incandescentes que aún se encuentran en uso y que los usuarios podrían tener en stock, llegarán al final de su vida útil en 2017, momento a partir del cual el consumo por iluminación tenderá a crecer aunque de manera más eficiente que en el pasado.

Sector industrial

Para final de 2013 el sector industrial representó el 23.7% de la demanda final de energía. El consumo de este sector se caracteriza por una alta utilización de energía térmica, con participaciones del 35% y 28% del carbón y el gas natural respectivamente. Las mayores ineficiencias en la industria están asociadas a la obsolescencia tecnológica de los equipos térmicos y eléctricos (principalmente calderas y motores de baja eficiencia), a la prevalencia del uso de calor indirecto en los procesos y a la falta de implementación de buenas prácticas operacionales.

En consecuencia, la UPME considera que las estrategias de eficiencia energética en la industria deben orientarse, de un lado, a la puesta en marcha de buenas prácticas operacionales, con lo que se estima una reducción en el consumo de energía de entre 8 y 15% y de otro lado, a la reconversión tecnológica de los equipos, con la que se podría esperar una reducción en promedio de 25%.

En el *Plan de Acción Indicativo 2010-2015 del PROURE*, para el sector industrial se estableció una meta de reducción de demanda de 3,43% en energía eléctrica y de 0.25% en otros energéticos.

Los subprogramas concebidos para lograr las metas de ahorro en el sector industrial están encaminados a promover, entre otros, proyectos que busquen: i) optimizar el uso de la energía eléctrica para fuerza motriz, ii) optimizar el uso de calderas, iii) optimizar los procesos de combustión, iv) implementar una gestión integral del uso de la energía con énfasis en tecnologías limpias y finalmente, v) la cogeneración y autogeneración.

En cuanto a la estrategia financiera y de impulso al mercado, uno de los instrumentos que ha contribuido a tomar decisiones en inversión en sistemas y equipos eficientes en la industria, lo constituye el acceso a beneficios tributarios (exclusión de IVA y deducción de renta líquida), reglamentado a través de las Resoluciones 186 del MME y MADS y 563 de la UPME, ambas en el 2012, con el objeto de reducir el costo de capital necesario para llevar a cabo la reconversión tecnológica. A la fecha, se han recibido 19 proyectos, 4 inscritos en el subprograma de optimización de energía para fuerza motriz, con los que se pretende sustituir motores de baja eficiencia y 15 orientados a mejorar los procesos de combustión mediante el aprovechamiento del calor residual.

La ley 1715 de 2014, en proceso de reglamentación, también contiene beneficios para impulsar el desarrollo de proyectos de gestión eficiente de la energía, FNCE, auto y cogeneración que pueden ser aplicados en la industria.

Otro de los mecanismos de dicha estrategia es la gestión de recursos de cooperación técnica internacional no reembolsable, dentro de los que se cuenta uno por valor de USD 2 millones provenientes de GEF a través de ONUDI para promover la gestión energética en el sector productivo nacional. A través de este proyecto, gestionado con el apoyo del MADS, se espera vincular al menos 180 empresas en todo el país y fortalecer la capacidad técnica, mediante programas de formación vinculando a personal directivo, operativo, consultores y empresas de servicios energéticos, entre otros.

También se ha ejecutado un proyecto por valor de USD 425.000 de ICII – BID – FOMIN orientado a realizar auditorías energéticas especializadas en 40 PYMES. A las empresas seleccionadas se les ofrecieron facilidades para acceder a financiamiento que les permita implementar las medidas identificadas. Además de los potenciales de eficiencia energética estas auditorías, realizadas por una ESCO, profundizaron en el análisis de la estructura organizacional de las empresas con el propósito de asegurar la sostenibilidad de las soluciones planteadas en cada caso.

En cuanto a sistemas de gestión integral de la energía, la UPME en asocio con COLCIENCIAS, EPM, el Grupo ENDESA, la Universidad Nacional de Colombia y otras empresas del sector energético ejecutó un programa para implementar estos sistemas en varias industrias a nivel nacional. Este programa, ejecutado en 5 regiones del país con el apoyo de 15 universidades, contribuyó a fortalecer la relación universidad-empresa-Estado y mostró un sinnúmero de oportunidades para el desarrollo de acciones de gestión energética en la industria, con lo cual se espera un incremento progresivo en la productividad y competitividad de este sector.

Los principales resultados del programa incluyen 245 gestores energéticos avanzados certificados, 199 líderes energéticos certificados, 138 auditores internos de la norma NTC ISO 50001 certificados, formación de docentes en el área SGIE en las 15 universidades co-ejecutoras, implementación de líneas de investigación y especializaciones en la materia en las universidades participantes, 45 empresas del sector industrial pre-caracterizadas y 13 caracterizadas energéticamente y 456 empresarios sensibilizados mediante la realización de seminarios en Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cali y Bucaramanga.

Finalmente, en el marco del memorando de entendimiento MME-UPME y ANDI y del Programa de Energía Limpia para Colombia – CCEP financiado por USAID, se han definido y estructurado proyectos con la mediana y gran industria del país. En el primer caso, el monto estimado del portafolio de proyectos identificados con grandes industriales es superior a los 80 mil millones de pesos, de los cuales, el 62% corresponden a proyectos de cogeneración, el 23% a optimización en combustión y el 9% a fuerza motriz

Sector comercial, público y de servicios

De acuerdo con el estudio realizado por la UPME en el 2013, este sector tiene una participación cercana al 6% de la demanda energética en el país. El 66,2% de esta demanda se abastece con energía eléctrica, el 28,9% con gas natural y el 4,8% con GLP. Si bien, la alta concentración en energía eléctrica es consecuencia de la naturaleza de las actividades agrupadas en este sector, la UPME reconoce que parte de esta demanda puede ser explicada por la sobre iluminación de las grandes superficies comerciales y los crecientes requerimientos de energía eléctrica para acondicionamiento de espacios y refrigeración.

El potencial de eficiencia energética para usos eléctricos se estima en 25% asociado principalmente a la implementación de buenas prácticas operacionales y a la reconversión tecnológica de sistemas de iluminación, refrigeración, aire acondicionado y algunos sistemas de fuerza motriz.

Como parte de las iniciativas de este sector, se desarrollaron 27 auditorías energéticas en sedes administrativas de entidades públicas del orden nacional, regional y local (ministerios, gobernaciones, alcaldías y corporaciones autónomas regionales), con el fin de obtener una comparación de su consumo energético e identificar y promover las oportunidades de mejora que aporten al uso eficiente de la energía, que harían parte de sus planes de gestión eficiente exigidos por la Ley 1715, y de los demás departamentales, locales y ambientales, liderados por ellas.

Las auditorías estimaron un potencial de ahorro de este subsector de alrededor de un 40% sobre la línea base de consumo de electricidad. Este potencial se encuentra distribuido en mejoras en iluminación, que puede estar entre el 8 y el 13%, optimización del aire acondicionado entre un 10 y 18% y ofimáticos en un 5%. Adicionalmente, hay un potencial estimado por cuenta de readecuaciones arquitectónicas de entre un 10 a 15%.

La UPME ha identificado las acciones con las que se lograría el mayor potencial de ahorro en este sector: i) El rediseño del sistema de iluminación, el cambio de luminarias, la automatización y las buenas prácticas asociadas al sistema, ii) En acondicionamiento de espacios, el mejoramiento en la transferencia de calor por los techos, ventanas y muros, la reconversión de equipos de aire acondicionado acordes con las necesidades y las buenas prácticas operacionales asociadas, iii) las posibles mejoras en el diseño, la construcción y la reconversión de las edificaciones con el fin de optimizar el uso de energía y iv) La actualización o reconversión tecnológica del alumbrado público.

Si bien el consumo del alumbrado público (AP) representa aproximadamente el 3% de la energía eléctrica del país, de acuerdo con los resultados de un estudio desarrollado por FINDETER y el BID, en el 2014, se estima que con la modernización de 300.000 lámparas (30% de las existentes) que se podrían cambiar por LED, con una inversión en sustitución de US\$120 millones, tomando un valor promedio de US\$400/lámpara, se lograría:

- Un ahorro de energía de 86.495 MWh/año.
- Ahorro promedio del 40% en consumo de energía, reducción en los costos de mantenimiento y mejoramiento de la calidad de la luz.
- Contribución a una reducción total de emisiones de efecto invernadero (GEI) de aproximadamente 24.219 toneladas de CO₂/año.

La UPME está realizando actualmente pruebas en laboratorio con apoyo de la Universidad Nacional para verificar las características de las tecnologías actualmente en el mercado. El trabajo incluye una guía didáctica destinada a los alcaldes y equipos de apoyo.

En la práctica, una sustitución de bombillas de sodio a alta presión por fuentes LED podría representar una disminución de consumo de energía cercana al 50%¹⁰³. Teniendo en cuenta la evaluación técnica que actualmente se adelanta, la elaboración de la guía, los recursos financieros ya disponibles a través de líneas de crédito (p.ej. Findeter: Línea especial energías renovables, alumbrado e iluminación; Bancoldex: Línea de eficiencia energética y energías renovables) e iniciativas de algunos municipios para la ejecución de proyectos, se propone sustituir un 30% de los sistemas de alumbrado público lo cual representaría cerca de un 15% de este consumo.

Lo anterior contribuiría con las finanzas de las entidades territoriales, ya que la prestación de AP representa hasta el 5% de sus ingresos. Para ello se debe continuar con políticas de financiación con créditos blandos dirigidos a este objetivo y con la permanente asesoría legal y contractual de dicha prestación.

Teniendo en cuenta los avances obtenidos en el sector industrial, la UPME recomienda seguir un camino similar con los gremios y/o establecimientos del sector terciario. En este sentido sería conveniente la ejecución de proyectos demostrativos con apoyo de cooperación técnica internacional, para el diseño e implementación de las medidas de eficiencia energética priorizadas, así como la determinación de las normas que permiten homogeneizar los criterios con los que se determina la línea base, los pasos para la implementación de las medidas y los esquemas de evaluación y seguimiento en el marco de los planes de gestión eficiente de la energía.

Tecnologías limpias en el sector de transporte

El sector transporte no se ha mencionado en el objetivo anterior puesto que en este sector no sólo se busca promover el cambio tecnológico (como en los otros sectores), sino que en la adopción de tecnologías más eficientes se privilegien las que sean limpias.

El sector transporte es el mayor consumidor de energía en el país, en la actualidad representa el 44% de la demanda energética nacional. Este sector se caracteriza por su alta dependencia de combustibles fósiles, en particular de la gasolina y el diésel, cuya participación es de 75%. Las ineficiencias identificadas por la UPME en el sector transporte, además de la alta dependencia de combustibles fósiles, están ligadas al mantenimiento inapropiado de los vehículos, la congestión vehicular y el envejecimiento del parque automotor.

¹⁰³ Es necesario tener en cuenta que los sistemas de alumbrado público deben cumplir parámetros de uniformidad, nivel de iluminación y límites de deslumbramiento, entre otros, y que en ese sentido, las sustituciones deben realizarse bajo una modelación que asegure la conformidad con los mismos. Esto podría implicar, en algunos casos, modificar la altura de montaje de las luminarias o incorporar más puntos de iluminación, lo cual tiene un impacto tanto en los costos como en los ahorros de un proyecto de sustitución. Adicionalmente, la comparación parte del supuesto que el sistema actual (antes de la sustitución) cumple con los parámetros legalmente exigidos. De lo contrario, los ahorros pueden ser menores.

Por lo anterior, los subprogramas para el sector de transporte establecidos en el *Plan Indicativo de Acción 2010-2015 PROURE* contemplaron la reconversión tecnológica del parque automotor, reducir el uso del vehículo particular mediante la expansión de sistemas de transporte masivo limpio y desarrollar campañas sobre buenas prácticas de transporte.

En el *Plan Indicativo de Acción 2010-2015 PROURE*, el potencial del ahorro que se alcanzaría mediante la reconversión tecnológica de diésel a eléctrico de los sistemas de transporte público colectivo (buses articulados de Transmilenio y una fracción de buses tradicionales) sería cercana al 0.5%. En el caso del potencial de ahorro en el sector transporte considerando solamente mejoras en las prácticas de conducción de los buses y busetas a nivel nacional, se encontró la posibilidad de reducir el consumo de otros energéticos en un 1.06%. Gracias a las líneas de crédito especiales para fomentar los subprogramas en el sector transporte, los más beneficiados con los incentivos han sido los proyectos de transporte masivo, con la incorporación de buses híbridos en Bogotá y los articulados dedicados a GNV en Medellín, seguido por los proyectos piloto de nuevas tecnologías, como es el caso de los taxis eléctricos en Bogotá.

Para el periodo 2014-2020, la UPME considera que es necesario continuar con las estrategias planteadas en el plan indicativo 2010-2015 e impulsar nuevas estrategias en materia de i) reconversión tecnológica del parque automotor, renovación con vehículos eficientes y promoción de la introducción de vehículos eléctricos e híbridos en los sistemas de transporte público de pasajeros (colectivo y masivo); ii) implementación de planes de movilidad urbana y proyectos para desincentivar el uso del vehículo particular (automóviles y motos), acompañados al mismo tiempo con la promoción del uso de energéticos alternativos para este segmento; iii) promoción de buenas prácticas en el sector, a partir de programas de información y capacitación impartida por instituciones técnicas y tecnológicas a conductores de vehículos particulares, transporte de carga y de pasajeros; y iv) promoción del uso de energéticos alternativos en los vehículos de transporte de carga y optimización de la logística de carga en el país.

En este sentido, las mejoras de eficiencia en el sector transporte requieren además de fuertes inversiones en infraestructura y nuevas tecnologías, un cambio en los modos predominantes que prevalecen en el sector. En el caso del transporte urbano particular es claro que debe avanzarse hacia la sustitución del vehículo particular con baja ocupación, hacia el transporte público de pasajeros, el transporte en bicicleta y la implementación de planes de transporte en las empresas o centros de trabajo; no obstante, dado el crecimiento en la tenencia de vehículos particulares y motos per cápita, debe evaluarse la posibilidad de impulsar la adquisición de vehículos con tecnologías más limpias como los eléctricos e híbridos.

Para el sector de transporte de carga, es necesario evaluar el tema de optimización de la cadena logística (reducción de viajes vacíos, reorganización de la tipología de vehículo a usar según la carga que se va a transportar), como estrategia para reducir el consumo, y promocionar el uso de energéticos como el gas natural, gas licuado de petróleo, electricidad (vehículos híbridos para transporte de carga urbana, por ejemplo) para diversificar la canasta energética en el sector; además, hay que evaluar la posibilidad de utilizar modos alternos como el transporte por vía fluvial y no descartar, en el largo plazo, la inversión en transporte férreo.

Para avanzar en esta tarea la UPME adelantará la caracterización de los consumos energéticos y las tecnologías empleadas por modo y medio de transporte, con el fin de determinar la línea base de consumo y los nuevos potenciales de ahorro. De igual forma, buscará formar asociaciones público-privadas con el fin de realizar proyectos como pruebas piloto para impulsar el uso de tecnologías más limpias y energéticos alternativos para el sector.

4.3 OBJETIVO 3. ESQUEMAS QUE PROMUEVAN LA UNIVERSALIZACIÓN Y ASEQUIBILIDAD AL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El país lleva ya décadas realizando esfuerzos por ampliar la cobertura de los servicios energéticos a todos los rincones. Para cumplir tal objetivo se han creado varios fondos de apoyo financiero, con el fin de viabilizar el suministro eléctrico y de gas residencial en aquellas regiones que no son viables económicamente para los prestadores privados del servicio. Los esfuerzos realizados arrojan una cifra de cobertura de energía eléctrica del 96,1% y en gas natural residencial del 79%¹⁰⁴. Todavía subsiste el uso de leña para cocción y calentamiento, especialmente en zonas rurales, como se menciona en el capítulo 6, escenarios energéticos al 2050.

Si bien se han logrado avances en lo que se refiere a la disponibilidad del servicio, no existe consenso sobre los niveles de asequibilidad de los servicios energéticos, entendida como la capacidad monetaria para sufragar las necesidades energéticas del hogar. La forma tradicional de comparar la intensidad energética per cápita genera mucha distorsión en el análisis, dada la cantidad de variables que quedan escondidas dentro del índice. Algunos mencionan que Colombia es un país pobre energéticamente, al comparar nuestro índice con el de países desarrollados. La UPME considera necesario definir en forma clara que significa pobreza energética en el contexto específico colombiano.

Para ello se propone desarrollar una metodología que defina claramente los parámetros que deben considerarse para calcular los niveles de pobreza energética en el país y en forma regional, como primera etapa que permita aumentar el conocimiento sobre la situación energética actual de los hogares colombianos.

¹⁰⁴ Fuente: PIEC 2013-2017, y Boletín Estadístico de Minas y Energía 2000-2013, UPME

Igualmente se propone definir con claridad el concepto de “consumidor vulnerable”, el cual es usado en Europa para delimitar la población que requiere atención desde el punto de vista de asequibilidad a los servicios energéticos. Este concepto, el cual es una directiva de la Unión Europea¹⁰⁵, se ata a la provisión de un “bono social”, que consiste en una bonificación en las facturas de electricidad.

Se propone construir un indicador de Pobreza Energética que refleje la Incapacidad económica o adquisitiva (falta de asequibilidad) de utilizar los recursos energéticos para el desarrollo personal, social e industrial, bajo un marco de sostenibilidad de largo plazo, utilizando la metodología de la CEPAL¹⁰⁶. Es de anotar que la condición de obligación de suministro es mucho más estricta en los países que tienen estaciones, debido a las necesidades de calefacción y acondicionamiento de aire, que implican riesgo vital de no contarse con un recurso energético. Estas definiciones y conceptos requieren de adaptación al entorno específico colombiano.

Como siguiente etapa se tendría la elaboración de un plan de mejora de la prestación del servicio, que tenga en cuenta los usos energéticos vitales. Hay que tener en cuenta que para generar desarrollo y bienestar, el servicio de energía es solo un eslabón de una cadena más grande, envuelta por los proyectos productivos, industriales, agrícolas, etc., que se implementen en la región. Los “Contratos Plan” que lidera el DNP son el ámbito natural para desarrollar un plan de mejora y ampliación de los servicios energéticos. En el ínterin de la adopción de dicho plan, se continuará con los esfuerzos que ya se vienen realizando en el país a través de los fondos de apoyo financiero, los planes de energización rural sostenibles - PERS y los planes del IPSE.

En el *Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura Eléctrica 2013-2017* (PIEC) publicado en 2014 por la UPME se identificó un déficit de cobertura del servicio de energía eléctrica a nivel nacional igual al 3.9%. Lo anterior, representa cerca de 470.000 viviendas sin este servicio. Para alcanzar la universalización del servicio en el territorio nacional en el próximo cuatrienio 2014-2018, se requiere una inversión cercana a \$5 billones. Del total de viviendas identificadas en el PIEC, se estima que el 88,13% pueden ser conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El 11.87% restante deben ser abastecidas mediante soluciones aisladas.

4.3.1 Incremento en cobertura de energía

En el PIEC se identificó que para conectar las 414.435 viviendas que pueden ser abastecidas mediante inversiones en la red de transmisión o distribución se requiere una suma igual a \$3.8 billones. De acuerdo con la metodología empleada por la UPME, los operadores de red están en capacidad de invertir \$463.603 millones, lo que representa un 12%.

¹⁰⁵ Directiva 2009/72/CE, julio 2009, artículo 3

¹⁰⁶ <http://www.cepal.org/publicaciones/xml/8/52578/W576Pobrezaenergetica.pdf>

Mientras que los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) deberían cubrir el 88% de la inversión necesaria restante (\$3.3 billones). Del total de inversiones que podría llevar a cabo el operador de red, el 97,2% podría ser ejecutado vía la tarifa actual para los niveles de tensión 2 y 3, y el restante 2.8% para el nivel 1 por parte del Operador del Sistema. Con relación a los \$3,3 billones que provendrían del FAER, el 89,30% se localizarían en niveles de tensión 2 y 3, mientras que el 10,7% restante corresponde a las inversiones en el nivel 1 de tensión. Con respecto a las 55.809 viviendas que no pueden ser interconectadas al SIN, se estima una inversión igual a \$485.962 millones, si el suministro se lleva a cabo con plantas de generación a diésel de operación no continua (4 a 12 horas diarias).

Teniendo en cuenta este diagnóstico inicial la UPME propone 4 acciones para lograr la universalización del servicio para el próximo cuatrienio 2014-2018. La primera es que se asigne y ejecute de manera eficiente los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) hasta 2018, con un promedio anual de asignación de 121.500 millones para un total (4 años) aproximado de \$ 486 mil millones, destinado básicamente a soluciones aisladas, con su respectiva medición y acometida.

La segunda consiste en utilizar los recursos del FAER esencialmente para medidores prepago, acometidas y financiar el excedente de la tarifa en el nivel 1. De cualquier manera se requeriría una ampliación del FAER pues este fondo expira en 2017. Suponiendo recursos disponibles del FAER para el periodo 2015-2017 a razón de 100 mil millones anuales (300.000 millones), según la propuesta para financiar medidores prepago y acometidas (\$1.600.0000 por vivienda sería 654.808 millones) y financiar el excedente de la tarifa en el nivel 1 (250.204 millones), para un total de 905.012 millones, por lo tanto de no ampliarse el FAER sería necesario un excedente de 605.012 millones que podría ser por medio del SGR.

En tercer lugar la UPME propone aumentar el cargo por distribución (Dt) durante el periodo 2014-2018 de los operadores que presenten las inversiones correspondientes para el aumento de la cobertura, con el fin de facilitar la financiación de las obras.

Finalmente, con el fin de minimizar el impacto de la universalización en la tarifa, la UPME propone cubrir el faltante de los recursos de los proyectos interconectables con recursos de la bolsa del Sistema General de Regalías (SGR). Para que esta asignación sea eficiente se propone que se apruebe sólo el excedente por encima de cada nivel de tensión necesario en cada proyecto.

4.3.2 Planes de energización rural sostenibles

La experiencia en energización en ZNI a través de plantas térmicas alimentadas con diésel revela que esta alternativa no es sostenible. Por un lado, porque el costo de sostenimiento y mantenimiento preventivo y correctivo de estas plantas es muy alto. Y por el otro, porque los consumidores ubicados en estas zonas tienen una baja capacidad de pago.

La anterior situación requiere diversificar las tecnologías destinadas a la electrificación de las ZNI y reorientar la concepción y las estrategias que guían los planes de energización rural, con el fin de que los proyectos sean sostenibles.

Como mecanismo para avanzar hacia la diversificación tecnológica en las fuentes de generación de las ZNI se ha puesto en marcha la Ley 1715 de 2014, la que promueve la inclusión de fuentes no convencionales de energía (FNCE)¹⁰⁷. Actualmente, Colombia cuenta con 761 MW de capacidad instalada en FNCE. La generación solar tiene 9 MW en sistemas aislados o aplicaciones profesionales, el parque eólico Jepírachi tiene una capacidad instalada de 19.5 MW, las pequeñas centrales hidráulicas (PCH) representan 463 MW y finalmente, hay 268 MW instalados en cogeneración.

La importancia de las FNCE para las ZNI ya se había contemplado en el *Plan de Acción Indicativo PROURE 2010-2015* en el que se determinó como meta del 20% para el 2015, compuesta por el 8% de la capacidad instalada existente, más el 12% por desarrollos con energía eólica, biomasa, PCH y energía solar. A 2020 la meta de participación de las FNCE en las ZNI será del 30%.

Dentro del programa de incentivos tributarios para proyectos encaminados a usar FNCE, la UPME ha otorgado concepto favorable a 3 de 10 proyectos recibidos, todos éstos tenían como objetivo llevar a cabo estudios de caracterización o medición de potenciales de FNCE. Los 7 proyectos restantes que tuvieron concepto desfavorable, fueron presentados para el desarrollo de proyectos demostrativos en FNCE.

En el *Plan de Expansión de Referencia 2014-2028*, de acuerdo con el potencial para el desarrollo de FNCE, la UPME contempla la posibilidad de la instalación de hasta 1370 MW de energía eólica, 122 MW de cogeneración a partir de caña, 558 MW de cogeneración a partir de palma, 750 MW provenientes de plantas geotérmicas y finalmente, 448 MW de energía solar.

Con el fin de reorientar las estrategias que rigen los proyectos de energización rural y solucionar los problemas de sostenibilidad que sufren estos proyectos, la UPME ha elaborado una metodología denominada *Planes de Energización Rural Sostenible (PERS)*. Esta nueva metodología va más allá del concepto de electrificación puesto que para que los proyectos sean sostenibles en estas zonas, además de identificar la alternativa energética más eficiente, también es preciso que se contemple un proyecto de desarrollo económico y social paralelo.

Los PERS incorporan en la estructuración de los proyectos, las características locales en materia de energización, productividad y emprendimiento rural, con el objetivo de identificar un proyecto productivo local con el que los habitantes de la región puedan financiar su consumo de energía.

¹⁰⁷ De acuerdo con el decreto 3683 de 2003, artículo 2, definiciones, se establece que las Fuentes No Convencionales de Energía -FNCE" Son aquellas fuentes disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleadas o son utilizadas de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran fuentes no convencionales de energía, entre otras, la energía solar, energía eólica, energía geotérmica, energía proveniente de fuentes de biomasa, pequeños aprovechamientos hidroenergéticos, energía proveniente de los océanos.

La estrategia de los *PERS* está circunscrita en un círculo virtuoso que comprende siete etapas, con las que se pretende estructurar un proyecto energético integral y sostenible. Como punto de partida se requiere hacer un análisis de la demanda, con el fin de caracterizarla y establecer una línea base de consumo que servirá de insumo para la segunda etapa del círculo. A continuación, se realiza el estudio para identificar la oferta energética disponible para suplir la demanda identificada. Con esta información es posible identificar los potenciales proyectos energéticos que pueden desarrollarse en la región, de acuerdo con los recursos allí disponibles. La siguiente etapa consiste en la construcción del plan integral, que consiste en ligar a los proyectos energéticos planes empresariales, así como las fuentes de financiación, las tecnologías disponibles y la capacidad técnica necesaria para la ejecución del proyecto. En la cuarta etapa del círculo se conforma un catálogo de proyectos integrales y sostenibles que serán el insumo para la etapa siguiente que consiste en relacionar los proyectos del catálogo con los lineamientos de política energética a nivel departamental. Finalmente, todo este portafolio es estudiado con el objeto de seleccionar la mejor alternativa y en la última etapa se definen las acciones para implementar el proyecto y los mecanismos de seguimiento del mismo.

En el mediano y largo plazo, los desarrollos tecnológicos ofrecen alternativas para que la energización de las regiones más apartadas también tenga niveles adecuados de confiabilidad, en particular en aquellas zonas en donde se instale energía intermitente. A este respecto, es preciso señalar que las micro redes (*microgrids*) son una alternativa viable puesto que son sistemas auto-sostenidos mediante el uso de sistemas de almacenamiento (baterías) que permiten operación confiable.

4.3.3 Normalidad y calidad del servicio de energía eléctrica y gas combustible

Normalidad del servicio

El Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE)¹⁰⁸ es un fondo financiado por el Gobierno Nacional y administrado por el Ministerio de Minas y Energía, que fue creado para financiar proyectos de inversión destinados a normalizar las redes eléctricas en barrios subnormales. Con estos proyectos se pretende llevar a cabo la instalación o adecuación de las redes de distribución, la acometida a la vivienda del usuario y la instalación del contador de energía, lo anterior, con el fin de legalizar el consumo de los usuarios en dichas zonas, optimizar el servicio y reducir las pérdidas no técnicas. En 2013, el PRONE aprobó la financiación de cerca de 180 proyectos con los que se beneficiarían alrededor de 45 mil usuarios.

¹⁰⁸ Este fondo fue promovido en el artículo 63 de la Ley 812 de 2003 y reglamentado por el Decreto 3735 de diciembre de 2003.

Los criterios de selección de los proyectos que reciban un concepto favorable para ser financiados por el PRONE son: en primer lugar, el menor costo por usuario, en segunda instancia el mayor número de usuarios ubicados en barrios subnormales y finalmente, que se desarrollen en las zonas prioritarias previamente definidas por el Ministerio de Minas. Dentro del programa de normalización además de la financiación de proyectos, también se contempla la instalación de medidores prepago con el fin de implementar sistemas de consumo de pago anticipado, lo anterior con el fin no solo de normalizar el servicio de energía en aquellos hogares donde se utilizan conexiones fraudulentas, sino también para facilitar el pago del consumo y reducir el riesgo de no pago. El marco regulatorio en el que se especifican las características que deben cumplir los comercializadores que utilicen el sistema prepago se encuentra en la Resolución CREG 096 de 2004.

La adopción de tecnologías de redes inteligentes es una de las alternativas con la que los distribuidores podrían contar en el mediano plazo para avanzar en el objetivo de normalización de las redes y simultáneamente la reducción de las pérdidas no técnicas. Adicionalmente, permitiría que los usuarios tengan un rol activo en su consumo, lo que incentiva un uso racional y eficiente de la energía eléctrica.

En la actualidad, hay dos tipos de medidores inteligentes con los que se podría avanzar en la normalización del servicio y podría ser un primer paso hacia una posible flexibilización de los esquemas de comercialización de energía eléctrica. El primer tipo de medidor es basado en el cliente o *Customer-based electronic meters*. Este medidor sigue el consumo de un cliente en un solo punto, no requiere lectura manual, puede ser asegurado con un escudo para evitar fraudes, permite el consumo prepago y la desconexión remota. El segundo tipo de medidor se denomina *Concentrator meters*. Con la adopción de esta tecnología se puede agregar y hacer seguimiento del consumo de múltiples medidores. Los *concentrator meters* deben ser instalados tanto en redes de media como de baja tensión con el fin de detectar los lugares en los que se lleva a cabo una instalación fraudulenta.

La instalación de medidores inteligentes permitiría que los distribuidores incrementen su eficiencia operacional, gracias al gran volumen de datos que generan estos medidores. Un seguimiento y análisis detallado de las tendencias de uso de energía podría detectar fraudes y se podría llevar una supervisión más detallada de la cuenta de cada usuario. En el largo plazo, la instalación de este tipo de tecnologías, posibilitaría la generación de valor agregado en la comercialización minorista de energía eléctrica, lo anterior significa que gracias a un mejor conocimiento de los patrones de consumo de los usuarios, los distribuidores comercializadores podrían ofrecer alternativas en la prestación del servicio, según las preferencias y capacidad de pago de sus clientes.

Calidad del servicio

Las normas vigentes que rigen la calidad prestación del servicio de energía eléctrica son la Resolución CREG 097 de 2008 y la Resolución CREG 067 de 2010. En términos generales, los índices de calidad del servicio de energía eléctrica que se definen en dichas resoluciones están asociados con la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio.

La evaluación del desempeño en calidad en la prestación del servicio de cada Operador de Red (OR) se lleva a cabo comparando el índice de discontinuidad, que no es más que la razón entre la energía no suministrada y la energía suministrada de cada OR, con una medida de calidad media de referencia. El mecanismo de incentivos creado para asegurar la calidad del servicio contempla por un lado, que el cargo por distribución aumente o disminuya conforme al buen o mal desempeño en el índice frente al nivel de calidad media. Por el otro, el mecanismo contempla una compensación a los usuarios peor servidos, con el fin de asegurar un nivel mínimo de calidad del servicio.

La calidad del servicio de energía eléctrica que históricamente ha prevalecido está estrechamente ligada a la concepción inicial del sistema eléctrico en el que el suministro debe ser garantizado las 24 horas del día. Sin embargo, bajo esta concepción se asume que las preferencias de los consumidores son idénticas y que el criterio al que más le asignan valor es al de la continuidad del servicio, cuando en realidad esto no tiene que ser así. Gracias a los avances tecnológicos, en particular los equipos de medición avanzada, los usuarios pueden administrar de forma más efectiva su consumo de energía e incorporar otros criterios, tales como el precio, en sus decisiones de consumo.

En el mediano y largo plazo ante la posibilidad de la masificación de los equipos de medición en tiempo real, la comercialización de energía eléctrica debería propender a ofrecer canastas de servicios y precios, adaptadas a las diferentes preferencias de los usuarios. Por lo anterior, el concepto de calidad del servicio deberá desligarse de la frecuencia y duración de las interrupciones, en la medida que podrían haber usuarios que estén dispuestos a reducir su consumo o ser desconectados, si ante tal evento reciban reducciones en su factura eléctrica.

4.3.4 Política de subsidios

El esquema actual de subsidios y contribuciones para el consumo de energía eléctrica contempla que los inmuebles en zonas rurales y urbanas de estratos 1,2 y 3 recibirán un subsidio máximo sobre su consumo de subsistencia¹⁰⁹, mientras que los usuarios residenciales de estratos 5 y 6 así como para los usuarios comerciales deben contribuir al sistema. A partir del año 2012, algunos usuarios industriales no están sujetos a esta contribución¹¹⁰.

¹⁰⁹ De acuerdo con la resolución CREG 0355 de 2004, el Consumo de Subsistencia es igual 173 kWh-mes, para alturas inferiores a 1.000 MSNM (metros sobre el nivel del mar), y 130 kWh-mes, para alturas iguales o superiores a 1.000 MSNM.

¹¹⁰ Ley 1430 de 2010, Artículo 2: **“Contribución sector eléctrico usuarios industriales.** Modifíquese el parágrafo 2 y adiciónese un nuevo parágrafo al artículo 211 del Estatuto Tributario, modificado por el artículo

La Resolución CREG 186 de 2010 establece que el incremento tarifario para los estratos 1 y 2 debe ser conforme al incremento en el índice de precios al consumidor y el porcentaje de subsidio máximo sobre el consumo de subsistencia es del 60%, 50% respectivamente. Para el estrato 3 el subsidio es igual al 15%.

Este esquema de subsidios a la demanda no es sostenible financieramente, puesto que el Fondo de Solidaridad de Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), que es donde se hace el balance entre los subsidios otorgados, las contribuciones recibidas y los fondos que aporta el gobierno central a través del Presupuesto General de la Nación (PNG), ha registrado déficit sostenidamente desde 1998 (Gráfica 4-9).

Lo anterior es resultado por un lado de la desproporción entre el número de usuarios sujetos a ser subsidiados frente a quienes contribuyen. El consumo de energía de los estratos 1 y 2 representa aproximadamente el 60% de la demanda del sector residencial y el estrato 3 un 23%, mientras que los estratos 5 y 6, que son quienes contribuyen, son apenas el 4%. Por el otro lado, el déficit también es parcialmente consecuencia de la demora y la no apropiación de los recursos provenientes del PGN y el desmonte de las contribuciones en el sector industrial.

Este esquema debe ser reevaluado para no poner en riesgo las finanzas públicas ni las finanzas de las empresas comercializadoras, que son quienes efectivamente financian el déficit, ni el incremento en la cobertura y el consumo de los hogares menos favorecidos. Esto último es de gran importancia, teniendo en cuenta que dentro de las estrategias del PIEC se planea incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica mediante la conexión de cerca de 414 mil viviendas al SIN, de las cuales una gran parte pertenecen a los estratos 1 y 2. La UPME estima que se requerirán cerca de 112.587 millones de pesos anuales bajo el supuesto que la totalidad de las viviendas a conectar son rurales de estrato socioeconómico 1.

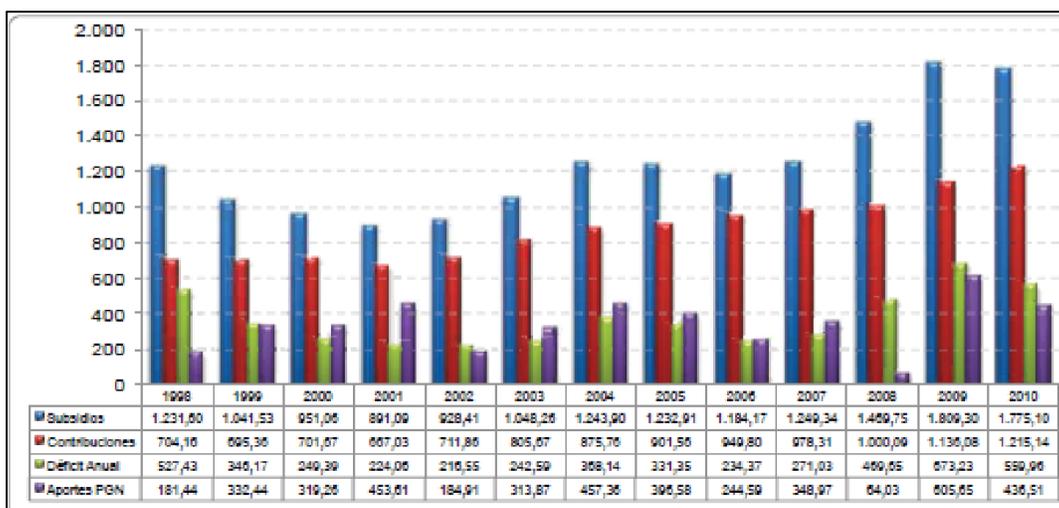
13 de la Ley 633 de 2000, el cual quedará así: **“Parágrafo 2.** Para los efectos de la sobretasa o contribución especial en el sector eléctrico de que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, se aplicará para los usuarios industriales, para los usuarios residenciales de los estratos 5 y 6, y para los usuarios comerciales, el veinte por ciento (20%) del costo de prestación del servicio.

Los usuarios industriales tendrán derecho a descontar del impuesto de renta a cargo por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la sobretasa a que se refiere el presente parágrafo. La aplicación del descuento aquí previsto excluye la posibilidad de solicitar la sobretasa como deducible de la renta bruta.

A partir del año 2012, dichos usuarios no serán sujetos del cobro de esta sobretasa. Así mismo, el gobierno establecerá quién es el usuario industrial beneficiario del descuento y sujeto de la presente sobretasa.

Parágrafo 3. Para los efectos del parágrafo anterior, el Gobierno Nacional reglamentará las condiciones necesarias para que los prestadores de los servicios públicos, a que se refiere el presente artículo, garanticen un adecuado control, entre las distintas clases de usuarios del servicio de energía eléctrica”

Gráfica 4-9 Evolución del Balance del Fondo de Solidaridad de Subsidios y Redistribución de Ingresos



Fuente de datos: SIEL
Fuente de gráfica: UPME

Si bien el subsidio a la demanda a los estratos más bajos es un instrumento efectivo para facilitar el acceso y el consumo de un bien tan fundamental como lo es la energía eléctrica, la insostenibilidad financiera del fondo pone en peligro la ejecución de inversiones destinadas a los estratos 1 y 2, pues la inclusión de estos usuarios dejaría de ser rentable para las empresas. Adicionalmente, hay que mencionar los incentivos perversos que este esquema tiene sobre la asignación de la estratificación local, probablemente haya una predilección por calificar predios en aquellos estratos susceptibles de subsidio.

Ante esta situación, se debe contemplar en el corto plazo la alternativa de disminuir progresivamente los porcentajes sobre el consumo de a ser subsidiados en los estratos 1 y 2 y eliminar el subsidio al estrato 3. En el mediano plazo se podría evaluar la posibilidad de establecer una regla mediante la que se otorguen subsidios a los estratos 1 y 2 equivalentes al recaudo en contribuciones, con lo que se subsanaría la insostenibilidad financiera del fondo.

4.4 OBJETIVO 4. ESTIMULAR LAS INVERSIONES EN INTERCONEXIONES INTERNACIONALES Y EN INFRAESTRUCTURA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE RECURSOS ESTRATÉGICOS

Contar con una infraestructura que permita el intercambio energético con los países vecinos es fundamental, no sólo para fomentar la integración regional, sino para aumentar la confiabilidad y seguridad del suministro de energía y mejorar la competitividad y eficiencia de los sectores productivos nacionales.

Por lo anterior, el estímulo a las inversiones en interconexiones internacionales para el intercambio de energía eléctrica, en gasoductos y puertos, es un mecanismo tanto para asegurar el abastecimiento energético a precios competitivos, como para propiciar el crecimiento económico de la región.

4.4.1 Incentivar la inversión en interconexiones eléctricas internacionales

Actualmente el SIN Colombiano se encuentra interconectado con los sistemas del Ecuador y Venezuela. La interconexión entre Colombia y Ecuador consiste en 4 líneas de transmisión, con capacidad total de 550 MW. Las líneas de alto voltaje que conectan Colombia y Venezuela suman una capacidad igual a 336 MW.

El primer proyecto de interconexión que tiene Colombia es con Panamá. Este proyecto es de suma importancia, en la medida que dicho enlace llegaría a ser parte del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) y el Mercado Eléctrico Regional (MER). La infraestructura con la que actualmente cuenta el SIEPAC es una línea eléctrica de 230KV con capacidad de 300MW y 1800 kilómetros de longitud. Esta línea conecta Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

La posible interconexión entre Colombia y Panamá consistiría en una línea HVDC¹¹¹ de 300 MW, desde la subestación de Panamá II hasta la de Cerromatoso en el departamento de Córdoba. La UPME estima que esta línea entraría en operación para el año 2018 y que tendría un costo aproximado a los 450 millones de dólares.

En la actualidad, este proyecto está en fase de evaluación, con el apoyo del BID. En esta etapa se identificarán los escenarios factibles bajo los que sería viable el proyecto y fuera coherente con la normatividad de los países. De igual forma, en esta etapa se definirán los mecanismos mediante los que se puede reducir las incertidumbres para los participantes, con el fin de asegurar precios más competitivos de energía y mayores oportunidades de negocio para las partes.

Se contempla que la inversión para la construcción y la posterior operación de esta línea es conjunta entre los dos países, a través de la empresa Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP), por el lado colombiano el inversionista sería ISA y por el lado panameño ETESA. Se espera que una vez se definan los estudios técnico-ambientales, se ejecuten las inversiones que materialicen la interconexión.

La segunda alternativa para la interconexión eléctrica internacional que tiene Colombia es el Sistema de Integración Eléctrica Andina (SINEA). Esta iniciativa cuenta con la participación además de Colombia y Ecuador, Perú y Chile y Bolivia se encuentra en calidad de país observador.

¹¹¹ Acrónimo en inglés de *High Voltage Direct Current*.

En el largo plazo, podría pensarse que Colombia podría desempeñar un papel importante para la interconexión eléctrica entre sur y centro América. De lograrse la interconexión con el SIEPAC y el SINEA, se posibilitaría el intercambio de energía eléctrica desde Guatemala e incluso potencialmente desde México, hasta Chile. En esta gran interconexión, Colombia sería el eje de unión de los dos sistemas.

Para finalizar, es preciso mencionar que las interconexiones internacionales también pueden ser consideradas como una solución de abastecimiento en las ZNI. Actualmente, existen 7 proyectos para conectar poblaciones que se encuentran cerca de la frontera con países vecinos y que no están conectadas al SIN. La mayoría de proyectos se ubican en los departamentos de Guainía, Vichada y Vaupés para conectarse con Venezuela, Brasil y Panamá.

Los proyectos de interconexión con Venezuela con ZNI contemplan la inversión para la construcción de varias líneas con una longitud total 33,59 kilómetros y beneficiaría a cerca de 32 mil viviendas. Los dos proyectos de interconexión con Brasil suman una longitud de 1,33 kilómetros y permitiría llevar energía a cerca de 115 viviendas en las poblaciones más lejanas de Guainía y Vaupés. Finalmente, el proyecto con el que se conecta Sapzurro en el Choco con el municipio de Miel en Panamá, permitiría beneficiar a 268 habitantes con una línea de 0.53 kilómetros.

4.4.2 Promover la internacionalización del gas natural

Actualmente, el único vínculo físico que el mercado de gas natural nacional tiene con el mercado externo es el gasoducto que conecta el campo de Ballenas en la Guajira con Venezuela. Este gasoducto tiene una capacidad de 500 MPCD, por el que se exportan los excedentes de gas de Colombia al vecino país.

Para poder abastecer a una demanda interna creciente es necesario aumentar los niveles de producción actuales y simultáneamente obtener resultados positivos en la actividad exploratoria. Ante la posibilidad que éstos resultados no sean tan satisfactorios, puesto que buena parte de esta actividad se orienta más a la búsqueda de petróleo, es probable que haya aumentos modestos de nuevas reservas de gas natural.

Por lo anterior, una de las alternativas para garantizar el abastecimiento de la demanda de gas es promover la internacionalización del gas natural en Colombia mediante la construcción de una planta de regasificación y permitir así la importación de gas proveniente del mercado externo. La inversión en ésta infraestructura permitiría un suministro firme para el sector termoeléctrico sin poner en riesgo el abastecimiento para el sector industrial o GNV. Según las estimaciones de la UPME en el *Plan de Abastecimiento de Gas Natural (2013)*, la inversión en una planta de esta naturaleza permitiría asegurar el suministro hasta el año 2021. En principio, se contempla que la planta de regasificación este ubicada en Cartagena, tenga una capacidad de 400 MPCD y que esté disponible a partir del año 2016.

Dado el potencial en explotación de hidrocarburos no convencionales en particular *shale gas* y CBM, se debería contemplar la posibilidad de que la planta de regasificación sea dual, es decir, también pudiera licuar el gas para ser exportado. Lo anterior, sería un avance importante no solo en la seguridad del abastecimiento de gas para el consumo nacional, sino para internacionalizar este hidrocarburo en un escenario de exceso de oferta. De igual forma, el desarrollo de una planta de regasificación ubicada en la costa pacífica permitiría la importación de gas proveniente del Perú. Dado el gran potencial gasífero en el país vecino, la compra de GNL permitiría la penetración del gas natural en el sur y el occidente del país, donde actualmente es muy costoso transportar el gas, dada la lejanía con los mayores centros de producción.

4.4.3 Identificar alianzas para el desarrollo logístico y de infraestructura intermodal y de puertos

La comercialización de los productos energéticos con el mercado externo es fundamental para el desarrollo del país. Para que los productos energéticos nacionales sean competitivos se requiere un desarrollo logístico, es decir, una coordinación eficaz de las actividades de almacenaje, despacho, aprovisionamiento, transporte, control de calidad, entre otras; que asegure el flujo constante de las mercancías demandadas.

La efectividad del desarrollo logístico depende, en cierto grado, de las condiciones y la infraestructura de transporte. Por esta razón, contar con una infraestructura adecuada de transporte intermodal es imprescindible para mejorar la competitividad de los productos energéticos colombianos. Esto permitiría la articulación entre diferentes modos de transporte, utilizando una única medida de carga (generalmente contenedores), con lo que se podría transportar los productos de forma más rápida.

Actualmente, la infraestructura vial del país no permite un transporte eficiente de los productos provenientes del interior del país, ni del desarrollo de proyectos en zonas alejadas. Este problema, por un lado, resta competitividad logística a los energéticos colombianos a la hora de exportar y por el otro, limita la inversión en proyectos productivos en regiones donde a pesar que existe el potencial de explotación, la falta de conectividad los hace inviables.

De esta forma es imprescindible que haya inversiones encaminadas tanto a mejorar la infraestructura vial, con el fin de posibilitar un transporte más eficiente; como a permitir el acceso a zonas alejadas.

Algunos productos energéticos deben ser transportados y exportados en grandes volúmenes para que su comercialización sea competitiva y rentable. Este es el caso del carbón que se produce al interior del país. Por lo anterior, la Federación Nacional de Productores de Carbón FENELCARBON ha identificado las inversiones claves para el desarrollo logístico de este mineral.

En primera instancia se propone que en el corto plazo, la acción pública se concentre en mejorar y ampliar las vías que conectan las áreas dónde se encuentran las reservas, con los centros de acopio localizados en los puertos fluviales. En particular, se propone la re-categorización de ciertas vías que actualmente son terciarias, a pesar que a través de ellas se moviliza un volumen importante de carga.

Adicionalmente, se propone que en el mediano plazo, los esfuerzos se encaminen a la aceleración en la adecuación del Río Magdalena y la ampliación y promoción del Puerto Nuevo en la Costa Caribe. Finalmente, en el largo plazo se identifica como imprescindible invertir en infraestructura férrea que posibilite el transporte rápido de grandes volúmenes de carbón desde el interior hacia la costa.

Otros energéticos que tienen un potencial de exportación importante en el país son los biocombustibles, sin embargo el principal obstáculo para una inmersión exitosa en los mercados internacionales, lo constituye los altos costos de producción, frente a países de la región tal como Brasil y Argentina, a pesar que en el país se registra un mayor rendimiento de los cultivos.

Los altos costos de los biocombustibles colombianos son explicados por los costos de mano de obra y de transporte. Por lo anterior, la comercialización de estos energéticos en el mercado externo está supeditada, en buena medida, al desarrollo de infraestructura vial que posibilite su venta a un precio competitivo.

En primera instancia, se considera como fundamental invertir en la conectividad de áreas marginadas donde actualmente hay un potencial de producción importante, pero no se puede acceder debido a la carencia de vías o al mal estado de las mismas. En segundo lugar, es imprescindible que se evalúe otros medios de transporte para transportar la producción proveniente de la Orinoquía hacia los puertos, puesto que en la actualidad los costos de transporte son muy altos.

Finalmente, el potencial de recuperación de GLP y *Natural Gasoline Liquid* (NGL) de los campos de Cusiana y Cupiagua que según Ecopetrol asciende a 20.500 BPD y 1.800 BPD, respectivamente; los hace productos energéticos con alto potencial de exportación. Para la comercialización del GLP y el NGL en el mercado exterior, además de las inversiones para el tratamiento de gas para recuperar GLP, se requeriría invertir en una estación de bombeo y la infraestructura en transporte, que permita la entrega del producto desde la planta de tratamiento hasta las facilidades de almacenamiento y exportación en el puerto de Cartagena.

4.5 OBJETIVO 5. MANTENER LOS INGRESOS Y VIABILIZAR LA TRANSFORMACIÓN PRODUCTIVA Y GENERACIÓN DE VALOR

El llamado boom petrolero tuvo para la economía nacional durante la última década importantes efectos en sus diferentes sectores. Para el sector público a nivel nacional y regional implicó disponer de mayores ingresos que alimentaron los presupuestos de gasto e inversión de los gobiernos central y local. A su vez, el disponer de mayores divisas por inversión extranjera y exportaciones implicó la apreciación de la moneda colombiana, lo cual no favoreció a los sectores productores de bienes transables como la industria y la agricultura.

El contexto global del mercado de hidrocarburos comienza a diferenciarse de aquel que se presentó en la pasada década. El balance oferta-demanda internacional de los hidrocarburos, ahora hacia la baja, reduce la presión sobre los precios del petróleo, del gas natural y sus derivados, de los cuales es dependiente económica y fiscalmente el país.

Por otra parte, con esta nueva situación los incentivos a la exploración y producción también se verían menguados, de donde las expectativas nacionales de exportaciones podrían también afectarse a la baja. En consecuencia con esta posible nueva situación de menores precios y exportaciones, la prospectiva para el país en materia petrolera sería menos alentadora para la economía de lo que fue en la última década.

Ante tal prospectiva petrolera, la situación económica descrita para la década anterior podría revertirse, en cuanto a que el sector público dispondría de menos recursos y a que el menor ingreso de divisas conllevaría una presión hacia la devaluación del peso, que favorecería los sectores productores de bienes transables (industria y la agricultura).

Frente a esto se proponen las siguientes acciones en tres materias: i) mejorar las condiciones institucionales del sector hidrocarburos en el país; ii) realizar los ajustes en las finanzas territoriales; iii) adelantar los ajustes macroeconómicos necesarios y la transformación productiva.

Bajo la mencionada prospectiva petrolera internacional se tendrían menores incentivos a la exploración, por lo que las compañías asignarían sus potenciales inversiones a países donde sus retornos esperados sean mayores y/o donde las condiciones de producción sean más favorables. Resulta entonces pertinente que el país adelante políticas tendientes hacerse más competitivo para la inversión extranjera frente a otros países.

Las demoras en el licenciamiento ambiental generan sobrecostos a la producción y pueden afectar los niveles de explotación, por tanto este asunto reclama atención inmediata y pronta solución. Ante esto, la puesta en marcha de un plan institucional para disminuir los tiempos de licenciamiento, que logre aumentar la eficiencia del organismo encargado (ANLA) y solucione los procesos represados es un paso en la dirección correcta del que se pueden tener resultados a partir del próximo año.

Por su parte, los problemas de seguridad también afectan de forma contundente la exploración y producción, generando una pérdida significativa en los niveles producidos, así como sobrecostos para garantizar el flujo continuo del recurso. Además, los atentados sobre la infraestructura petrolera incrementan la oposición de las comunidades, al sufrir estos efectos colaterales por la presencia de petroleras en su región. Se espera que este problema se solucione en buena medida con el des-escalamiento del conflicto y la eventual firma de un acuerdo de paz en La Habana.

Entre tanto, el fortalecimiento del pie de fuerza en las zonas de exploración y explotación de hidrocarburos en el país se considera una propuesta acertada que ha mostrado buenos resultados para contener los ataques a la infraestructura petrolera. Es recomendable entonces continuar reforzando los planes de seguridad de las zonas petroleras y gasíferas colombianas como señal del interés del Estado en el cuidado del sector.

Un tercer tema a considerar son los problemas de entorno social con las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos petroleros. Los bloqueos de las comunidades impiden que la actividad hidrocarborifera se realice y ante estos impedimentos, se retrasa la producción esperada. Si bien el manejo de las comunidades plantea serios retos para la formulación de políticas en pro de la explotación de los recursos no renovables del país, es claro que es necesario propiciar el acercamiento entre comunidades y compañías petroleras, acción donde el papel del Estado es clave. Así mismo, es fundamental propiciar una pedagogía intensa sobre los beneficios y consecuencias de la exploración petrolera, de forma que los diversos agentes dispongan de información clara y suficiente.

Por otro lado, las señales de estabilidad en el mercado, en lo que a la acción del Estado se refiere, siempre son un indicador primordial para el inversionista. Por lo tanto es importante mantener una política estatal petrolera estable que no incremente la participación de gobierno sobre la renta (*Government Take*¹¹²), particularmente en una coyuntura de contracción de los ingresos petroleros como la actual.

El sistema fiscal vigente tiende a ser regresivo, dado que el *Government Take* se incrementa a medida que los precios bajan, esto es cuando los precios de hidrocarburos bajan, el sistema regresivo acelera la caída en la renta después de impuestos, dado que la participación del gobierno sobre la renta se incrementa, amplificando el impacto negativo en la actividad de exploración y producción. Los niveles de *Government Take* en el país aún se encuentran en un nivel medio, por lo cual todavía podría existir un margen para actuar.

¹¹² El *Government Take* mide lo que se percibe de parte del Estado, por concepto de impuestos, regalías y pagos a la entidad que administra los recursos generados por la actividad petrolera de la Nación.

En cuanto al carbón, un estudio realizado por R. Velez (2014)¹¹³, encuentra que es posible prever que, a diferencia de los hidrocarburos, éste mantendrá su dinámica participación en las cuentas nacionales. “Con 10 proyectos carboníferos que estarán produciendo por encima del millón de toneladas anuales en el 2015, y casi 96 millones de toneladas en total en ese mismo año, Colombia mantendrá su oferta exportable por encima de los 80 millones de toneladas anuales a lo largo del periodo bajo análisis”. El total de la producción en el periodo 2014-2030 será de 1.630 millones de toneladas, aunque la producción de los proyectos se caracteriza por tener ciertos altibajos, aparentemente ligados a temas diferentes a los estrictamente técnicos, introduciendo cierta inestabilidad a las cuentas macroeconómicas (ingresos fiscales, regalías y exportaciones).

Es importante continuar los esfuerzos, que han venido adelantando Fenalcarbón, con el apoyo de la UPME y el Ministerio de Minas y Energía, y con el concurso de varias consultorías, para establecer mecanismos financieros de apoyo a la tecnificación de la producción y que los esfuerzos de desarrollo de infraestructura continúen adelante para reducir costos operativos y garantizar la competitividad de nuestros carbones y su aporte a la economía nacional.

En cuanto al *Government Take* de Colombia no resulta fácil determinar con certeza si este es competitivo o no respecto al de otros países con minería. Esto se debe a que el denominador utilizado para calcular su porcentaje no siempre es el mismo en todos los países, lo cual hace que el indicador no sea comparable. Existen discusiones sobre la necesidad de cambios en el *Government Take* que reflejen las fluctuaciones en las ganancias de la empresa por efecto en el cambio de precio, reduciendo así su regresividad. Colombia podría desarrollar un mecanismo como un fondo de estabilización para carbón, similar al que existe para hidrocarburos, que consiste en ahorrar recursos del sector cuando el precio está al alza y devolverlos a los productores cuando el precio está cayendo, con el fin de crear mejores condiciones para la continuidad de los proyectos.

4.5.1 Mantener ingresos y aporte regalías para el desarrollo nacional y regional

En el año 2012 el sector minero-energético representó cerca del 10% del PIB y cerca del 24.86% de los ingresos fiscales de la nación. En particular, el sector de hidrocarburos ha tenido una importancia histórica en el país en la generación de divisas y en consecuencia en el saldo de la balanza comercial, así como en su contribución en las finanzas del sector público. Según el estudio contratado por la UPME a Fedesarrollo¹¹⁴ con el fin de evaluar la contribución de este sector a la economía nacional se identificó que sin la exportación de combustibles la balanza comercial hubiera sido negativa y cercana a 33 mil millones de dólares y que la participación en los ingresos corrientes de la nación fue de 22.4%.

¹¹³ R. Velez. Estructuración de una Metodología y Esquema de Seguimiento de las Variables que Impactan las Cuentas Macroeconómicas del País, Contrato UPME C-018, 2014.

¹¹⁴ FEDESARROLLO (Op .Cit.)

Como se mencionó, estos sectores han comenzado a perder su dinámica de crecimiento desde 2012, y que tiende a retornar a su dinámica de comportamiento previa a 2008, en un contexto similar, de precios bajos de petróleo y gas, con una economía creciendo por encima del 4%. Así las cosas, la reducción en la contribución a las finanzas nacionales y regionales plantean retos para el sector y la economía.

En términos fiscales, análisis realizados recientemente por la UPME¹¹⁵ muestran que el sistema colombiano es competitivo dentro de los países que constituyen el grupo de comparación¹¹⁶. No obstante lo anterior, algunos elementos del régimen fiscal son regresivos en especial para los proyectos convencionales en tierra firme, aspecto que coincide con muchos de los regímenes dentro de las jurisdicciones competidoras en Colombia. Ello se debe a que la mayoría de los elementos fiscales se vinculan con los ingresos de los proyectos, no con las ganancias. El impacto de estos «impuestos» sobre ingresos es menor en los proyectos no convencionales y en aguas profundas.

Ello se debe, en parte, a la reciente introducción de incentivos: aumento en los volúmenes de umbral y precios de activación más altos. Asimismo, en las rondas de licitación recientes, los inversores han ofertado factores X menores para bloques no convencionales y en aguas profundas, lo que probablemente refleje percepciones de menor rentabilidad para estos proyectos.

En la actual coyuntura de precios de hidrocarburos, si se considera conveniente revisar la participación del gobierno en la renta petrolera, los resultados de los análisis mencionados encuentran que habrá un mejor logro de los objetivos si el sistema fiscal si este se centra en las ganancias del proyecto en vez de los ingresos, al determinar tanto la base como la tasa fiscal y si se reduce la participación del gobierno en los ingresos en los primeros años de producción, para permitir una pronta recuperación de costos. Es importante que una mayor progresividad en los términos, la retención de una parte de los ingresos para el gobierno en cada año de producción, y simplificación del sistema reduciendo la cantidad de condiciones fiscales aplicables.

En cuanto a las regalías, La reducción prevista en las regalías petroleras para los próximos años llevaría a pensar en ajustes a la participación del gobierno e implica varios ajustes a nivel de las finanzas territoriales y del propio funcionamiento del Sistema General de Regalías.

En primer lugar, en el futuro próximo probablemente se van a hacer efectivas las condiciones que señala el Parágrafo 2 transitorio del Acto Legislativo 005 de 2012, que establece mecanismos compensatorios para los departamentos y municipios productores cuando las asignaciones directas son inferiores al 40% de las asignaciones directas que, en promedio, recibieron entre 2007 y 2010 (a precios constantes de 2010).

¹¹⁵ FEDESARROLLO (Ibid.)

¹¹⁶ De acuerdo a la OCDE, el *Government Take* promedio de países productores de petróleo y gas, es 58.4. En la medida que un país tiende a tener un *Government Take* por encima del promedio, es menos competitivo. En el caso de Colombia, su *Government Take* es 55, por debajo de países como Noruega (75), Rusia (72) y Ecuador (68). Así mismo, Colombia se ubica por debajo de EE. UU (519 Y Australia (53).

De acuerdo con las proyecciones, la condición establecida en este párrafo se cumpliría para las asignaciones directas en los años comprendidos entre 2015 y 2020.

Adicionalmente, la institucionalidad del SGR debe establecer la proporción de recursos que se ahorrarían en el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE), e incluso cabe pensar que se contemple la posibilidad de un desahorro de recursos de este fondo. La reglamentación del SGR no determina ningún “disparador” automático del desahorro, el cual debe ser decidido discrecionalmente. Esta decisión debería ser evaluada cuidadosamente con el fin de cumplir los objetivos con los que se definió el funcionamiento de este fondo dentro del SGR, vale decir, la estabilización de los ingresos y las inversiones territoriales financiadas con recursos de regalías. A este respecto, los escenarios de regalías sugieren que la reducción en estos ingresos no tiene un carácter coyuntural, sino que tendrían una tendencia decreciente al menos durante los próximos diez años. En este sentido se vuelve necesario acomodar una reducción gradual, pero sostenida de los gastos de inversión financiados con regalías, y/o de buscar una fuente alternativa de financiación.

Al respecto, el comportamiento histórico fiscal descentralizado indica que los ingresos por regalías desplazaron el esfuerzo fiscal propio, y en particular los recaudos por predial, que perdieron importancia de manera creciente.

Con miras a los próximos diez años, los entes territoriales productores de hidrocarburos van a tener que incrementar sustancialmente su esfuerzo fiscal propio si quieren sostener tasas de inversión compatibles con el cierre de brechas sociales y mejoras en la competitividad local y regional.

En cuanto al carbón, el Estudio de R. Vélez (Ibid), espera que los ingresos de venta de carbón al exterior serán de 6.000 MUSD en 2014; creciendo unos 7.500 MUSD en 2019, para luego de 2022 reducirse paulatinamente hasta llegar, en 2028 a los niveles actuales. Los ingresos fiscales de la operación carbonífera serían de unos 650 MUSD en 2014, crecerán paulatinamente hasta superar los 800 MUSD en 2019, y luego de 2020 se reducirán de nuevo para llegar a los niveles actuales hacia el final del periodo bajo análisis. Los costos operativos estarán entre los 2.000 MUSD y 2.600 MUSD anuales a lo largo del periodo 2014-2030, para un total cercano a los 40.000 MUSD. Los costos de transporte serán de una cifra superior a los 400 MUSD anuales en 2014; subirán progresivamente en los próximos años hasta llegar a unos 550 MUSD anuales en 2020, para luego descender paulatinamente a los niveles actuales.

De esta manera, las regalías del carbón serán de un nivel levemente superior al billón de pesos en 2014, se incrementarán a 1,2 billones en 2019 para luego descender al nivel actual, luego del año 2028.

Es ambos casos, es necesario mejorar la calidad del gasto en inversión financiado con regalías, y en particular, garantizar que éste tenga un impacto real sobre la competitividad regional y el cierre de brechas sociales. La presencia del Gobierno Nacional en los OCADs, particularmente en los regionales y departamentales debería contribuir a promover esta agenda de una mejor inversión.

El escenario previsto de regalías para las dos próximas décadas es también una oportunidad para que las inversiones del Gobierno Nacional en el territorio (tanto para entes territoriales productores como no productores), por ejemplo, en el marco de los Contratos Plan, tengan un esquema de cofinanciación (*matching grants*) que incentive un mayor esfuerzo fiscal local que tome en cuenta el tipo de gasto y la capacidad fiscal del receptor de los fondos del Gobierno. Ese no ha sido, en general, el criterio que ha guiado las decisiones de inversión del Gobierno Nacional en las regiones, incluso en temas que entran directamente en la competencia de los entes territoriales.

Con el propósito de promover una mayor exploración petrolera y producción carbonífera se debe considerar un incremento en el monto mínimo de regalías que reciben los municipios productores. Si bien la reforma reciente del sistema de regalías tuvo un impacto claramente positivo al permitir una mejor distribución de los recursos, llevándolos a las zonas más necesitadas, ésta no tuvo en cuenta las externalidades negativas que produce la explotación de recursos naturales no renovables en las regiones. De esta manera, con la puesta en marcha de este nuevo sistema, los municipios en donde se lleva a cabo la explotación no perciben mayores beneficios que aquellos en los que no hay explotación, con lo cual se genera un incentivo perverso en los temas de control de la informalidad y mayor ilegalidad.

Es preciso reconsiderar el esquema de asignación de regalías, en particular sería conveniente incorporar los costos ambientales y sociales que conlleva la explotación energética, para que los municipios productores reciban más recursos como compensación de dichos perjuicios, en comparación con aquellos en que no hay producción y por ende no sufren de las externalidades negativas de la explotación. La reducción en los recursos que se quedan en el municipio productor puede haber sido excesiva en algunos casos y haber coadyuvado a la renuencia de las comunidades, muchas veces a instancia de los propios alcaldes, a aceptar inversiones petroleras (y mineras) en sus territorios.

Finalmente, según Bonet y Urrego (2014)¹¹⁷ no se tiene evidencia que con las reformas realizadas se asegure que los proyectos de inversión aprobados sean los más adecuados y de mayor impacto y adicionalmente que dentro de los criterios de evaluación, se incluya un análisis de sostenibilidad de los proyectos. Como ejemplo, los autores citan al Departamento del César, donde a pesar de tener experiencia en la formulación de proyectos, las regalías se siguen asignando a *“proyectos de infraestructura que no tienen un impacto claro y cuya sostenibilidad no está asegurada”*.

Teniendo en cuenta lo anterior, es preciso que el gobierno acompañe a las regiones que desean formular proyectos al SGR en esta materia. Lo anterior, con el fin de garantizar que la formulación y presentación de la propuesta tenga un impacto significativo en la calidad de vida de la población en cuestión y que desde su concepción se incorporen conceptos de sostenibilidad en el largo plazo.

¹¹⁷ Bonet, J y Urrego, J. (2014) “El sistema General de Regalías ¿mejoró, empeoró o siguió igual?”. *Documentos sobre Economía Regional*. N°198. Enero. Banco de la República. Centro de Estudios Económicos Regionales. http://www.banrep.gov.co/docum/Lectura_finanzas/pdf/dtser_198.pdf

4.5.2 Adelantar los ajustes macroeconómicos y la transformación productiva

Las implicaciones del sector de hidrocarburos en la economía colombiana han sido de tal dimensión que su manejo no puede limitarse a políticas sectoriales. La fase de auge en las exportaciones entre 2004 y 2014 trajo consigo un fuerte aumento en la disponibilidad de recursos fiscales, indujo un mayor crecimiento del PIB y vino acompañada de un proceso importante de apreciación real de la moneda que condujo, a su vez, a reducir el peso relativo que tienen en la economía los sectores transables diferentes al de los hidrocarburos, en particular la agricultura y la industria. La perspectiva a mediano plazo sugiere una probabilidad alta de que observemos una reversión parcial de los fenómenos descritos. Los ingresos fiscales por concepto petrolero podrían reducirse, el crecimiento del PIB sectorial sería menor al global y el comportamiento del sector induciría una tasa de cambio más depreciada de la que hemos tenido en los últimos diez años. Esto último a su vez, probablemente generará estímulos para un aumento en la participación de los sectores transables diferentes a los hidrocarburos en la economía nacional, contribuyendo de esta manera a un sano proceso de transformación productiva que compense parcialmente los efectos negativos antes descritos.

En lo que se refiere a la flexibilidad cambiaria, es claro que la tasa de cambio actúa como un importante factor de estabilización macroeconómica y fiscal ante los ciclos generados por el sector de hidrocarburos. Es así como el impacto fiscal de la caída de cerca de 40% en los precios del petróleo que se ha observado en el segundo semestre de 2014 ha sido compensado parcialmente por el aumento en la tasa de cambio, gracias al cual los ingresos en pesos del sector caen mucho menos de lo que caen los ingresos en dólares.

La flotación cambiaria constituye uno de los grandes logros de la política macroeconómica de las últimas décadas en Colombia y tiene como prerequisite una inflación bajo control y un muy alto grado de credibilidad en las metas de inflación establecidas por el Banco de la República. De nada serviría una tasa de cambio nominal oscilando si esas oscilaciones se tradujeran en movimientos de la misma magnitud en el nivel general de precios de la economía. Afortunadamente ello no sucede así bajo la estrategia actual de inflación objetivo del Banco de la República, la cual constituye una inmensa ventaja para el país en el manejo de circunstancias como la actual.

El acatamiento de la regla fiscal constituye también uno de los grandes avances de la política macroeconómica colombiana, al haber establecido metas de balance fiscal estructural. Aunque se trata de una normatividad muy reciente en Colombia, la experiencia en otros países con reglas similares ha mostrado ser muy favorable para la estabilización macroeconómica.

Cabe resaltar que los movimientos temporales en los precios del petróleo constituyen, dentro de la regla, uno de los factores que permite desviaciones entre el balance fiscal observado y las metas predeterminadas de balance estructural. Este hecho debería conducir a que el sector público ahorre, con menores déficits o mayores superávits, en las épocas de auge petrolero, a la vez que en épocas de bajos precios del crudo se le facilite tener mayores déficits y suavizar los procesos de ajuste macroeconómico.

A pesar de estos movimientos cíclicos, es claro que ante una reducción notoria y sostenida en los niveles de precios internacionales de los hidrocarburos, tal como la que podría darse a partir del desplome reciente en esos precios, las finanzas públicas deben ajustarse, ya sea mediante menor mayores impuestos o mediante recortes al gasto público, algo que ciertamente puede tener costos importantes en términos de la capacidad para llevar a cabo programas de política pública de importancia para el país.

Las mayores restricciones fiscales que va a enfrentar el país por cuenta de la reducción en los ingresos petroleros deben ser también una oportunidad para mejorar la calidad del gasto público. En la definición de los proyectos de inversión del Gobierno deberían introducirse explícitamente consideraciones beneficio-costos que, con contadas excepciones, no hacen parte del proceso de decisión presupuestal. En los casos en los cuáles no hay evidencias sobre el impacto de políticas específicas, debería utilizarse mucho más el diseño de pilotos que luego puedan ser replicables y escalables si muestran evaluaciones de impacto positivas.

Al final, se trata de aumentar el peso del componente técnico que debería tener el proceso de decisión sobre la inversión pública, de tal manera que haya un mayor equilibrio entre dicho componente y el componente político. Para lograr este objetivo es necesario mejorar sustancialmente la generación y uso de información pública, por ejemplo a través de mapas de información pública en temas y/o sectores críticos, y de la definición de políticas en manejo de información y definición de estándares en generación de información. El mejoramiento en la calidad de la gestión del Estado es una necesidad inaplazable.

En resumen, de la crisis de precios internacionales actual también pueden aprovecharse distintas situaciones. En primer lugar, la desindustrialización de Colombia, que ya es una característica estructural, puede dar un giro si se tiene en cuenta que la dinamización de sectores transables como la industria y la agricultura es una consecuencia natural de la situación actual del mercado para minerales y energéticos. Segundo, el desarrollo de la infraestructura vial de Colombia, factor fundamental del crecimiento de su productividad industrial, debe ser atendido con una mayor producción de carbón, como insumo del acero. En este sentido, la capacidad instalada de Acerías Paz del Río sería excedida y por tanto habría incentivos para la entrada de competidores en este sector.

4.5.3 Promover la generación de clústeres alrededor de la industria energética y la obtención del “shared value”

Como se ha mencionado, la mayor importancia del sector minero energético en general y petrolero en particular, está en su contribución a las finanzas públicas, nacionales y regionales. Lo anterior evidencia en primera medida el bajo encadenamiento productivo de este sector con otros renglones productivos y en segundo lugar, la vulnerabilidad del déficit fiscal ante las fluctuaciones del precio internacional del crudo.

Con respecto a este último elemento, en el estudio se estima que en un escenario de baja producción de petróleo y bajos precios, los ingresos del Gobierno Nacional Central se podrían ver reducidos hasta un 0,446% del PIB entre 2015 y 2035.

La depreciación generada por el debilitamiento de las exportaciones minero-energéticas, fruto de las virtudes del esquema de flexibilidad cambiaria vigente en Colombia, ofrece una oportunidad de impulsar los sectores transables de la economía. Sin embargo, la productividad de esos sectores, especialmente del agropecuario y el industrial, ha registrado un preocupante estancamiento en los últimos años que limita su capacidad de asumir el rol de dinamizadores de la economía. La situación actual y perspectivas del sector petrolero ponen de presente la necesidad de impulsar la agenda de la transformación productiva en Colombia. En particular, sería necesario reducir la dependencia de las exportaciones del petróleo y de la minería y aumentar el dinamismo de las exportaciones industriales y agrícolas no tradicionales. En este campo la agenda de competitividad tiene un gran espacio para actuar en múltiples aspectos, al igual que el aprovechamiento de los tratados de libre comercio.

En este contexto, se requiere promover cadenas de generación de valor, mediante la creación de clústeres industriales enfocados al desarrollo de nuevos materiales y productos avanzados, que utilicen de forma intensiva los productos energéticos. La conformación de clústeres permitiría el desarrollo de nuevos negocios y acceso a nuevos mercados, mediante el aprovechamiento tanto de los recursos minero-energéticos como de las fortalezas productivas características de las regiones.

Lo anterior, reduciría la vulnerabilidad de la tasa de cambio y las finanzas públicas frente a los precios internacionales, puesto que los ingresos provenientes del sector petrolero podrían complementarse con aquellos que se generen por la comercialización de productos con mayor valor agregado.

La conformación de clústeres alrededor de la industria minero energética es un tema que ha sido abordado en el pasado y se han logrado ciertos avances, en particular, en la identificación de los potenciales clústeres que podrían llevarse a cabo en el país. En un análisis reciente sobre el sector, Castillo (2013)¹¹⁸ señala que la escala de producción en el país es un aspecto que limita su capacidad de encadenamientos hacia adelante.

Por lo tanto, propone como una forma adecuada de superar estos problemas estructurales relacionados con la escala, considerar el desarrollo de una industria de proveedores más amplia, que incluya tanto al sector minero como energético, y en aquellos bienes y servicios que les son comunes, por ejemplo, en la industria metalmeccánica y en una variedad de servicios –que incluyen desde los de alimentación hasta los de asesorías en varios temas ambientales–.

¹¹⁸ Orlando Castillo, El futuro del sector minero colombiano: potencialidad y competitividad por mineral, transformaciones y posibilidades de encadenamientos, en Juan Benavides (compilador), Insumos para el desarrollo del PNOM, CIDER, 2014.

Lo anterior significa que no necesariamente serían proveedores “locales” (muy cercanos geográficamente a los proyectos mineros energéticos) sino proveedores de un alcance más regional e incluso nacional, y con una escala suficiente para lograr economías y eficiencia, dado que los proyectos mineros y de hidrocarburos no coinciden geográficamente en el mismo territorio. Sin embargo, se considera que aquellos bienes y servicios de alta rotación (como alimentación, vestuario, elementos de higiene y seguridad) podrían ser provistos por negocios locales. Esta posibilidad para el emprendimiento en el nivel local implica el desarrollo en los municipios mineros de ciertas condiciones apropiadas para la localización de negocios, que incluye desde el desarrollo de un mínimo en infraestructura energética, vial y de transporte, hasta el avance en sistemas de comunicación e informática, y un capital humano preparado para atender los requerimientos de un mercado laboral en expansión.

De otro lado, La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), junto con la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) llevaron a cabo un estudio titulado *Cadena de Hidrocarburos, una oportunidad para la industria Colombiana* en 2009, en el que se analiza la capacidad de la oferta nacional para producir 36 bienes y servicios identificados como críticos por parte de la industria petrolera, ante diferentes escenarios de producción.

En este estudio se identifican que los sectores con un potencial de expansión significativo son: la operación de campos petroleros, el mantenimiento integral de campos de producción, servicio de taladros y control de sólidos, servicios de manejo ambiental, tratamiento de crudos y aguas de producción y el mantenimiento de equipo rotatorio.

La Universidad de los Andes junto con el Departamento Nacional de Planeación (DNP) en un estudio denominado *Clústeres en la industria minero energética* (2011) también identifica la posibilidad de desarrollar dos conglomerados productivos ligados a la industria energética. La primera propuesta es la creación de un clúster de plásticos en Bogotá, partiendo de las industrias existentes. Dicho conglomerado podrían especializarse en el desarrollo y producción de nuevos productos más livianos y sofisticados. Por ejemplo, aisladores para las líneas de transmisión, bio materiales poliméricos y reprocesamiento de materiales y desechos.

La segunda propuesta de este estudio es la conformación de un conglomerado de industria petroquímica y plástica en los departamentos de Bolívar y Atlántico. Con este clúster se aprovecharían las complementariedades productivas entre estas dos regiones, la capacidad productiva ya existente y la cercanía a la costa por ende la facilidad para exportar.

Adicionalmente, en los *Insumos para el desarrollo Plan Nacional de Ordenamiento Minero* (PNOM), elaborado en 2014, también se identificaron los conglomerados productivos que podrían configurarse alrededor de la industria minero-energética. En el corto plazo, se identificó que los servicios indirectos ligados al desempeño técnico de la obra en construcción representan una fuente potencial de desarrollo empresarial. En general, estos servicios son subcontratados y no son complejos, razón por la que podrían ser suplidos fácilmente por las empresas locales.

En el mediano plazo, la oportunidad para las empresas nacionales se encuentra en el desarrollo de tecnologías o servicios avanzados que den soluciones a los cuellos de botella de la industria minero-energética. Los desarrollos tecnológicos o los servicios que se provean, deben estar encaminados a mejorar la capacidad de exploración de hidrocarburos y metales, incrementar la competitividad de los bienes energéticos a partir de reducciones de costo en los procesos de producción y mejorar el desempeño ambiental de los equipos contaminantes.

Otro esfuerzo en la identificación de clústeres corresponde al trabajo contratado por CAMPETROL en 2011 con el propósito, entre otras cosas, en identificar alternativas para el sector de bienes y servicios petroleros que ayuden a consolidar este sector en el largo plazo, a la luz del incremento de la actividad exploratoria registrada en los últimos años. Al igual que el estudio precedente, se concluye que hay un potencial para conformar empresas de servicios petroleros focalizadas en servicios de ingeniería de distinta naturaleza y a la producción de insumos de desarrollo tecnológico medio y bajo, sin requerimientos elevados de capital.

Vale la pena mencionar que Ecopetrol ya previsto diferentes proyectos pilotos de encadenamientos productivos, con el fin de darle mayor participación a las empresas nacionales y locales en la contratación externa.

La demanda de Ecopetrol se centraría en servicios de ingeniería y otros para el desmantelamiento de campos petroleros. Servicios de logística oil and gas (O&G), empresas para el asesoramiento en el uso del agua de perforación, consultorías ambientales, servicios de soldadura y oferta de equipos metalmecánicos.

La UPME considera que uno de los potenciales clústeres industriales que podrían desarrollarse alrededor del sector energético es en la producción de compuestos primarios a partir de gas natural, con el fin de ofrecerlos a la industria manufacturera. En la actualidad, la mayoría de dichos compuestos son importados, en la medida que se garantice el abastecimiento de gas natural sería posible la conformación de industria petroquímica.

Con relación al *shared value*¹¹⁹ o valor compartido, este concepto o enfoque representa una posibilidad para que los objetivos que persigue el sector público sean compartidos por el sector privado, gracias a que las empresas se benefician del desarrollo social, la redistribución del ingreso y la disminución de la pobreza de las áreas en las que operan.

¹¹⁹ El concepto de *shared value* o valor compartido es definido como el conjunto de políticas y prácticas operacionales orientadas a mejorar la productividad de una empresa, que no antagonizan con el desarrollo social y económico de la región en la que operan. El *shared value* busca expandir la conexión entre el progreso económico privado y social, mediante una evaluación costo beneficio, que incorpore además de las ganancias percibidas de los clientes y los costos incurridos, las necesidades o debilidades sociales, en la medida que éstas últimas terminan creando costos al interior de la empresa (Creating Shared Value Michael E. Porter, Mark R. Kramer <https://hbr.org/2011/01/the-big-idea-creating-shared-value>).

En el ámbito del sector minero energético, avanzar hacia la implementación de prácticas de valor compartido es una herramienta fundamental para disminuir la confrontación entre los intereses privados y los de las comunidades que se presentan frecuentemente en aquellas regiones dónde se desarrollan los proyectos.

El primer paso debe encaminarse hacia una distribución equitativa de la renta económica derivada de la explotación minero energética y en segundo lugar, se debe facilitar una amplia participación social de forma voluntaria e bien informada. Estas acciones deben darse en condiciones de respeto a los derechos de la población local, para que las partes involucradas puedan representar sus intereses económicos, sociales y culturales. La participación activa de la comunidad en el desarrollo del negocio minero-energético es fundamental para la implementación de las prácticas de *shared value*. La empresa debe priorizar la utilización de los recursos locales, con el fin de promover clústeres verticales que apoyen el negocio y lograr una sostenibilidad del bienestar social. Lo anterior implica que la empresa minero-energética debe apoyar el desarrollo empresarial local, financiar empresas e industrias locales, educar e instruir a la comunidad, volviéndose así parte integral del desarrollo local.

Con el fin de avanzar en la implementación del *shared value* alrededor de proyectos minero energéticos, la UPME propone desarrollar cursos de capacitación y la realización de seminarios con la participación de expertos internacionales y miembros de empresas que han implantado esta filosofía.

También se propone el desarrollo de metodologías orientadas a habilitar y fortalecer a los interlocutores sociales del sector minero-energético, con el fin de que se garanticen las condiciones con las que éstos agentes puedan representar sus intereses y supervisar que las condiciones pactadas se lleven a término. De igual forma, propone el desarrollo de una norma ICONTEC, de carácter informativo, en la línea del ISO 26000. Esta norma se desarrollaría con una amplia participación de las empresas del sector. Finalmente, la UPME considera pertinente la creación de un marco normativo y jurídico que apoye la filosofía del *shared value*.

PARTE II: OBJETIVOS TRANSVERSALES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO

La articulación entre los objetivos sectoriales y las instituciones vigentes requiere la formulación de un marco legal que en primera instancia envíe las señales adecuadas para que los agentes del sector energético actúen hacia la consecución de los objetivos y en segundo lugar que viabilice la puesta en marcha de los programas con los que el sector público intervendrá en la búsqueda de las metas propuestas.

En este documento, Ideario o Plan Energético Nacional, se contemplan dos objetivos transversales para que la institucionalidad del sector se encamine en la consecución de los objetivos sectoriales.

En primer lugar, se ha identificado como prioritario lograr una mayor y mejor disponibilidad de información para la toma de decisiones de los agentes, y una mayor cohesión entre el conocimiento, la innovación y el capital humano disponible para facilitar la incorporación de los cambios técnicos y transaccionales avizorados. Colombia es un país con recursos energéticos estratégicos que deben servir de palanca para su desarrollo.

Como segundo objetivo se plantea la consolidación de la institucionalidad, avanzando hacia una mayor eficiencia del Estado y de la regulación; en el largo plazo, las instituciones del sector deberían avanzar hacia un modelo energético más flexible, es decir, propender por un modelo donde las reglas de juego sean diseñadas para que los actores y el mercado interactúen maximizando el bienestar social. Igualmente, se propone que se incorporen o los aspectos ambientales y sociales ligados a la explotación energética a los proyectos, planes de ordenamiento territorial y en general a las políticas nacionales para lograr realmente la sostenibilidad del desarrollo.

4.6 OBJETIVO 6. VINCULAR LA INFORMACIÓN PARA LA TOMA DE DECISIONES Y CONTAR CON EL CONOCIMIENTO, LA INNOVACIÓN Y EL CAPITAL HUMANO PARA EL DESARROLLO DEL SECTOR

4.6.1 Información: nueva forma para abordar su gestión

Las inversiones en el sector de minas y energía, como en otros sectores que atraen capital privado, dependen en gran medida de las políticas generadas en su entorno como uno de los factores más relevantes y su eficacia, depende de la información que las soporta.

Para que dichas políticas generen credibilidad y confianza en la ciudadanía en general, es indispensable que la información de soporte sea completa, confiable, oportuna y disponible haciendo uso de los medios tecnológicos actuales, características indispensables que deben estar presentes en todos los agentes del sector, tanto públicos como privados, de manera que con su consolidación se pueda determinar con claridad la situación actual del sector minero energético y las posibles trayectorias en el futuro. La planeación que hace la UPME es un elemento fundamental en este proceso estratégico del país.

Tal y como lo han dictaminado todas las normas que le dan vida a la Unidad de Planeación Minero Energética y ratificadas en el Decreto 1258 de 2013, la UPME tiene por objeto *“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; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas”*.

Actualmente y como parte de sus nuevas funciones, la UPME no solo apunta a la gestión de sus asuntos internos en torno a las Tecnologías de Información y comunicaciones, sino que éstas han derivado en otros que competen al orden sectorial, asignándole el papel de Chief Information Officer (CIO), siendo un paso definitivo para materializar los esfuerzos del Gobierno Nacional.

Consecuente con lo anterior, en sus 20 años de actividades, la UPME ha sido un punto de referencia para la información sectorial minera y energética, y desde hace más de 10 ha venido desarrollando actividades tendientes a consolidar sus sistemas de información en respuesta a sus obligaciones y las necesidades de sus públicos objetivo. Múltiples acciones han sido desarrolladas, sin embargo, dada la dinámica con la que se actualiza el sector de Tecnologías de Información - TI -, es necesario reforzar las actividades internas y sectoriales de gestión integral de la información aplicando nuevas metodologías. Especial atención suscita la incorporación de estos asuntos en los de orden estratégico de las entidades, en concordancia con lo que viene gestándose como una práctica mundial. Esta es precisamente una de las líneas estratégicas en las que la entidad está haciendo su inmersión, con el propósito alcanzar sus metas.

La apropiación de estas nuevas metodologías llegan en consideración y especial interés, a los cambios estructurales en la manera cómo interactúan los distintos tipos de empresas, públicas o privadas, entre sí, con la propia ciudadanía y sus diversos grupos de interés, por efecto de las TI, trayendo además nuevos retos, dados los cambios en lo social y económico, que en parte son debidos al incremento de la capacidad de los diferentes actores de la sociedad para acceder a información y usarla.

Desde hace un par de años se ha venido gestando una iniciativa del orden nacional liderada por el Ministerio de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones -MINTIC-, con la cual se pretenden fortalecer dos aspectos estructurales en las entidades del estado: i) la de contar con roles clave dentro de las estructuras organizacionales de las entidades, con capacidad de liderar los asuntos de tecnología de información desde una perspectiva integral en la cual se involucran conceptos gerenciales, temáticos y los que competen propiamente a las tecnologías de información, lo que define el rol de Chief Information Officer (CIO) y ii) contar con puntos de referencia metodológicos para llevar a cabo la gestión de la información que éstas custodian, lo que define el marco metodológico denominado Arquitectura Empresarial - AE -.

Con estas dos líneas se está marcando la forma de actuar, no sólo del sector minas y energía, sino de todas las entidades de gobierno en los asuntos relacionados a las TI. Con la adopción e implementación de estas iniciativas lideradas por MINTIC, se están dando cambios estructurales para gestionar las TI, cuyo punto focal es la información como elemento fundamental en el proceso de toma de decisiones y como soporte para el diseño, implementación y evaluación de políticas públicas, que en últimas son las que tienen impacto en la economía y la sociedad. Todo esto va en favor de una gestión óptima de todos los aspectos circundantes a las TIC en las empresas del estado, velando por la eficiencia en su uso y apropiación y las inversiones relacionadas.

Los proyectos TIC se caracterizan por tener grandes inversiones de capital y desarrollos que maduran a largo plazo. Al igual que la construcción de una central hidroeléctrica, un gasoducto, una planta de refinación, etc; los proyectos TIC que se iniciaron o están próximos a iniciar, no solo toman varios años para ser consolidados, sino también, tienen un retorno de la inversión que se amortiza en un periodo de tiempo similar.

Adicional al enfoque estratégico, la UPME alineará los esfuerzos operativos iniciales en la repotenciación de los sistemas de información misionales, tal y como lo están abordando otras entidades, y los sectoriales, en el acompañamiento al Ministerio de Minas y Energía - MME- en aspectos como la aceptación de Colombia en la iniciativa EITI (Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas, por sus siglas en inglés) para que llegue a buen término, entre otros, lo que ayudará a los propósitos de Colombia para ingresar a la OCDE.

Particularmente es importante garantizar los recursos para el Servicio Geológico Colombiano (SGC), que cumplirá 100 años y ha hecho una labor formidable y ya inició su migración a metodologías de Arquitectura Empresarial. Sobre la información geológica, geoquímica y geofísica que el SGC produce como insumo para la declaratoria y delimitación de las áreas estratégicas, se hace necesario que dicha información cuente con el carácter de reserva por el mismo término en que la Autoridad Minera declare dichas zonas como estratégicas mineras.

Cada una de las líneas estratégicas de la entidad, tanto en asuntos mineros innovadores como el Plan Nacional de Ordenamiento Minero - PNOM -, otras iniciativas como la de Transparencia de las Industrias Extractivas - EITI -, y lo relativo a temas energéticos como el Plan Energético Nacional - PEN y todos los productos o planes que genera la entidad, serán las que demarquen las prioridades y en consecuencia, las actividades internas y sectoriales durante los próximos años, pretendiendo con esto, contar con una apropiación y operación madura de las nuevas estrategias y metodologías en TI que están siendo adoptadas. Es así como las entidades del sector que han emprendido un nuevo camino para gestionar sus recursos de información, requieren de la continuidad y recursos humanos y financieros, tanto propios como de cooperación internacional para llevar a feliz término las iniciativas lideradas por MinTIC y los proyectos que surjan de la implementación de la Arquitectura Empresarial.

Los logros que se alcancen en materia de gestión de la información se verán reflejados: primero en una mejora sustancial de la efectividad institucional a la hora de la toma de decisiones en términos de confiabilidad para los sectores interesados e inversión local o extranjera y segundo en el fortalecimiento del sector como consecuencia de la maduración y confluencia de estas iniciativas.

4.6.2 Conocimiento e innovación

El sector minero energético enfrenta a un entorno que plantea una serie de barreras que comprometen su desarrollo; inicialmente emerge la discusión sobre la sostenibilidad de la actividad que permita superar la visión extractiva y luego la necesidad de generar valor agregado tanto por la mejora y optimización de las características físicas y químicas de los recursos naturales como por la potencialidad del sector para generar industrias proveedoras de servicios tecnológicos especializados.

En respuesta a los anteriores desafíos, identificar alternativas que permitan, por una parte, el desarrollo de modelos, sistemas de control, tecnologías y procesos biológicos, químicos y físicos que propicien la gestión sostenible de los recursos agua, aire y suelo; y la conformación de clusters basados en servicios especializados y productos de alto valor agregado por la otra, requieren de una política de ciencia, tecnología e innovación soportada por la institucionalidad adecuada.

El país cuenta con una trayectoria en procesos de planeamiento en ciencia, tecnología e innovación en el sector minero-energético, con una notable diferencia: mientras los resultados son alentadores en la temática energética en general, no se puede decir lo mismo del sector carbonífero debido a las deficiencias, tanto en las capacidades e infraestructura de investigación como en las relaciones del sector productivo con la academia, y a una institucionalidad que no ha favorecido los procesos de transformación productiva del sector. La experiencia previa ha demostrado que es factible el cambio de trayectorias tecnológicas en sectores productivos si se cuenta con el compromiso de los actores empresariales, académicos e institucionales, aprovechando los mecanismos e instrumentos que el Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación ha construido en particular a partir de 1995.

En tal sentido, es fundamental avanzar en el proceso de implementación del Plan Estratégico de Ciencia, Tecnología e Innovación propuesto para el período 2013-2022, resultado de la revisión y el análisis de los diversos planteamientos realizados a partir de 1985, del análisis de las capacidades del sector minero para realizar procesos de investigación, desarrollo e innovación y de las necesidades y oportunidades de las empresas, con lo cual la apropiación del plan y la articulación de esfuerzos técnicos, financieros y administrativos alrededor de las estrategias definidas serán el mejor indicador de éxito.

Adicionalmente es necesario avanzar en el establecimiento de una cultura de innovación tanto a nivel público como privado, con el fin de incorporar nuevas tecnologías y conocer los caminos por los que se conduce la innovación científica en el tema energético, en la medida que el desarrollo del sector esta indudablemente ligado a los avances que se logren en este campo. Por esta razón, es preciso estrechar los lazos de comunicación y cooperación entre el sector público, productivo y la academia. Lo anterior posibilitaría por un lado que la formación de capital humano sea pertinente frente a las necesidades del mercado, y por otro que haya un mejor vínculo entre los desarrollos científicos y tecnológicos con el sector productivo.

En este sentido, la UPME evidenció la débil coordinación entre la academia y el sector productivo nacional en su estudio para la caracterización y diagnóstico de la formalización y formación de capital humano para el sector minero colombiano en 2014. En dicho estudio se detectó una marcada concentración de la oferta en las áreas profesionales tradicionales (ciencias económicas e ingenierías), lo que revela la necesidad de diseñar nuevos programas educativos que posibilite la formación en otras áreas del conocimiento, en particular las que están relacionadas con el sector energético. Esto permitiría mejorar la pertinencia de la educación para satisfacer la demanda del sector productivo y de igual forma, facilitar la inserción al mercado laboral para los recién graduados.

De forma complementaria a los avances en coordinación entre el sector productivo y la academia, el establecimiento de una cultura de innovación y la incorporación de nuevas tecnologías requiere imprescindiblemente que en el país se fomente el bilingüismo, en todos los niveles educativos, desde la técnica y tecnológica, así como en la formación de pregrado y postgrado.

4.6.3 Capital humano para el desarrollo energético

Si bien puede afirmarse que los avances en materia de cierre de brechas de formación de capital humano han sido importantes en los últimos años, estos continúan siendo incipientes frente a las necesidades del país, a pesar de los lineamientos establecidos para este propósito en el documento CONPES 3674 de 2010. Persisten dificultades de articulación interinstitucional para desarrollarlos y no se ha logrado que los esfuerzos generados respondan a las cambiantes necesidades productivas y laborales del país.

Las más recientes iniciativas gubernamentales respecto al sector educativo se han orientado a mejorar las capacidades educativas de calidad y competencia de los alumnos, las instituciones, los programas y los docentes existentes, dejando a un lado la identificación de la demanda futura de capital humano asociado a los sectores productivos. Hace falta armonizar los diferentes planes sectoriales de corto, mediano y largo plazo con los objetivos de política propuestos en el PND 2010-2014 y con los lineamientos establecidos en el documento CONPES 3674. La cultura de la innovación propuesta en el PND no tiene mecanismos claros de operación en el sistema productivo del país, inclusive en la minería.

La situación descrita anteriormente permite inferir la necesidad de un cambio importante en las estrategias para la acumulación de capital humano en el país. Algo sustancial sería la identificación de estrategias asertivas para fomentar la incorporación del uso de nuevas tecnologías de información y comunicación (TIC) a la formación desde la educación básica, y el diseño de estrategias de largo plazo para aumentar el bilingüismo en Colombia. Lo anterior sería aplicable tanto a la formación educativa general como a aquella asociada a la actividad minera en particular, y tanto para el nivel básico como secundario, pregrado, postgrado, técnico y tecnológico.

El fortalecimiento regional de entidades como el SENA en aquellos departamentos y municipios con alta presencia de explotaciones mineras resultaría fundamental para mejorar la incorporación de población local y regional a los proyectos, dándole de paso mejores posibilidades de empleo a la actividad minera o a otras relacionadas directa o indirectamente con ésta, facilitando a su vez el desarrollo de encadenamientos hacia adelante y hacia atrás.

Dado que la capacidad de ampliación de cupos del SENA podría verse limitada por problemas presupuestales, es válido pensar en introducir incentivos a la inversión privada en educación técnica y tecnológica, que compita en contenidos con lo ofrecido por el SENA, y con localización en los territorios mineros y energéticos. La formación de los estudiantes en estos centros privados podría ser (co)financiada con recursos del presupuesto nacional o bien por las mismas empresas mineras, como parte de la RSE en el territorio, o bien con recursos propios del interesado en formarse en tecnologías apropiadas para estos sectores.

La investigación aplicada en nuevas tecnologías para el desarrollo de una actividad responsable con el medio ambiente y las comunidades sería un nicho a desarrollar en las universidades localizadas en las regiones productoras (o en las grandes ciudades, cuando aquellas no existan), en forma articulada con las empresas de estos sectores, bajo el principio de difusión del conocimiento entre ambas partes.

Para cerrar la brecha entre la oferta de formación para el trabajo asociado con estos sectores y la demanda de formación de las empresas, es preciso realizar un diagnóstico que determine la situación actual en esta materia. Para hacerlo se requiere información robusta: desde el punto de vista de la demanda, es necesario conocer el tipo y cantidad de perfiles asociados a cada proceso productivo; desde la oferta, es necesario conocer las instituciones, sus currículos y la cantidad de personas entrenadas en un proceso específico (para técnicos y tecnólogos) y la cantidad de personas formadas por nivel de pregrado y postgrado, para funciones de mayor complejidad, ya sea en el trabajo operativo o de planeación y gestión.

Es preciso lograr una articulación entre los Centros de Innovación Educativa Nacional (CIEN), los Centros de Innovación Educativa Regional (CIER), las Instituciones de Educación Superior y el sector productivo para la formulación y adopción de programas que integren las TIC a los contenidos educativos, así como el desarrollo de centros de investigación en el tema minero, para lo cual podrían utilizarse recursos de regalías.

Adicionalmente, es recomendable generar estímulos a la decisión de estudiar en áreas afines a la actividad, a través de una política de profesionalización, dignificación y valoración del capital humano asociado al sector minero que involucre el mejoramiento y la estandarización de la escala salarial, haciendo competitiva esta área en el mercado laboral.

Los nuevos proyectos demandarán destrezas distintas a las ya tradicionales. Serán necesarios mayores niveles de capacitación y la adquisición de nuevas competencias laborales acordes con los avances tecnológicos mundiales y de procedimientos extractivos, de transformación y uso.

Como producto de este cambio tecnológico, la automatización de los procesos ya se aprecia en algunos casos. De hecho, se estima que en cinco años, múltiples tareas podrán ser operadas remotamente, a cientos de kilómetros de distancia.

El monitoreo integral al ciclo de vida de los proyectos será una constante en el futuro. Como consecuencia de esto, los campos en que se requerirá una oferta importante de profesionales son los de evaluación económica y social de proyectos, evaluación de riesgos y valoración de servicios ecosistémicos.

4.7 OBJETIVO 7. CONSOLIDAR LA INSTITUCIONALIDAD Y AVANZAR EN MAYOR EFICIENCIA DEL ESTADO Y LA REGULACIÓN

4.7.1 Reforma institucional

El cambio institucional que ha experimentado el sector minero energético podría decirse que comenzó en la década del noventa con las grandes reformas del sector eléctrico y la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994. Este cambio sentó las bases para la conformación de las instituciones del sector energético y de gas natural. Gracias a este desarrollo institucional se llevaron a cabo inversiones en expansión de la generación y la transmisión de energía eléctrica y se implementó el Programa para la Masificación del Consumo del Gas que creó el mercado de gas natural al interior del país.

En la primera década de éste siglo, la reforma institucional se llevó a cabo en el sector de hidrocarburos, ante la necesidad de aumentar las reservas de petróleo. En este periodo se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y se modificaron los términos de contratación petrolera del país, con el fin de hacer más competitiva la explotación de hidrocarburos en Colombia y atraer inversión extranjera.

A partir de 2010 las reformas han estado orientadas hacia el sector minero, con la creación de la Agencia Nacional de Minería y la reestructuración de la UPME. El fin último de las reformas es incrementar la competitividad del sector minero para maximizar su aporte al desarrollo de las regiones y el país.

Es importante que estas reformas se consoliden y contribuyan a mantener y contar con un Estado eficiente que contribuya a mejorar la productividad de la economía. Muchos son los señalamientos sobre las posibilidades de mejoras en eficiencia y productividad que tiene nuestro país. En particular, en cuanto a la función reguladora del Estado, se propone crear una oficina similar a la de la Casa Blanca: un ente que supervise, instruya, eduque y controle a todas las comisiones reguladoras, la CNTV, la CREG la de comunicaciones, la de agua, etc. Que defina los principios básicos de porqué se regula cada sector, hasta donde se llega y hasta donde no se debe llegar.

Este trabajo involucra una gran cantidad de actores del gobierno central así como a una diversidad de entes regulados, razón por la cual se requeriría de un equipo de trabajo que desarrollara una hoja de ruta específica para este propósito.

4.7.2 Regulación

La regulación estatal en un mercado es deseable en términos sociales siempre y cuando haya fallas del mercado que la justifiquen. Esto significa que la intervención del estado debe estar encaminada a suplir aquellos mecanismos que no operan o que operan insuficientemente en un mercado. Este es el caso de la regulación de monopolios naturales en los que no existe la presión de la competencia para aumentar la oferta y reducir los precios. Asimismo, es el caso también de la regulación ambiental o de seguridad, con la que se busca internalizar los costos sociales que se producen cuando las actividades económicas pueden causar daños al medio ambiente o a terceros.

Para que la regulación cumpla con su objetivo y sea benéfica para la sociedad las reglas impuestas deben estar justificadas en términos económicos, pues de lo contrario, la normativa empeora la situación inicial. En la medida que no se soluciona la falla de mercado que dio lugar a su existencia, la norma termina convirtiéndose en una falla del mercado adicional. Lo anterior indica que una intervención inadecuada genera sobre-costos que van en detrimento de la competitividad y la productividad del país. Regular una actividad económica de forma eficiente debe seguir ciertos criterios. En primera instancia debe contar con un análisis costo-beneficio previo que justifique su adopción. Además, la regulación debe ser de fácil entendimiento y ejecución para los actores. La simplicidad de las reglas no solamente garantiza una mejor aplicación de las mismas, sino también menores costos de supervisión y control. Finalmente toda normativa debe ser abierta al público con el fin de que esta sea revisada y validada.

En Colombia la mayoría de actividades ligadas a las cadenas de producción de los energéticos están reguladas. En el caso de la energía eléctrica y el gas natural, las actividades de la cadena están reguladas por la CREG. La regulación determina la remuneración de los agentes en los segmentos considerados como monopolio natural tal como la transmisión, transporte y distribución y establece las reglas de juego en el mercado en su conjunto. Las reformas introducidas en 1994 buscaban solucionar algunos problemas estructurales del sector que se volvieron patentes a raíz del racionamiento de 1992. Los objetivos de la reforma eran múltiples. El Estado decidió retirarse de gestor y protagonista de la actividad eléctrica, estimulando la inclusión de actores privados en todas las fases de la cadena.

Esta participación privada fue lo que motivó la introducción de un ente regulador que velara por que los objetivos privados de beneficio económico se armonizaran con los beneficios sociales buscados por el Estado.

La configuración del sector cambió dramáticamente y la regulación se concentró en dirigir el comportamiento de los agentes. La regulación fue aumentando en complejidad en forma gradual, siempre buscando evitar desviaciones a las reglas.

Sin lugar a dudas la regulación sentó las bases del funcionamiento de los sectores de energía y gas con que el país cuenta en la actualidad. Lo anterior, posibilitó la puesta en marcha de los mercados mayoristas, dio los incentivos para la construcción de infraestructuras de transporte, transmisión, generación, la inversión y la buena operación y mantenimiento de las redes de distribución. Sin embargo, en la actualidad surgen nuevos elementos que obligan a una reconsideración del paradigma regulatorio que se ha implementado en el país.

Existen temores en los sectores académicos y teóricos, así como entre los diversos actores del mercado, sobre los efectos que puede causar un exceso de regulación y normatividad. Cass R. Sunstein, quien fue recientemente director de la oficina de asuntos regulatorios de la Casa Blanca, dice¹²⁰: “la regulación excesiva es una preocupación legítima, las agencias no deben usar su autoridad para utilizar factores cualitativos como licencia para hacer lo que les plazca”. Se refiere aquí a la tendencia a confiar más en aspectos como la intuición que a apoyarse en datos y mediciones en el proceso de diseñar las normas. En Colombia ya contamos con 20 años de experiencia regulatoria, sobre un esquema que fue diseñado para lograr una serie de objetivos que ya fueron alcanzados o que no son más de relevancia. El cambio tecnológico que se avecina modificará nuevamente en forma radical la estructura del mercado y la forma en que se relacionan los agentes, que pasarán de ser cientos a millones, lo que debe llevar a pasar de una regulación con un notable énfasis en la reglamentación *ex ante* a una en que se fortalezca la verificación *ex post*.

Es necesario tener en cuenta que el sistema eléctrico está evolucionando rápidamente hacia un sistema altamente complejo y distribuido, en el cual interactúan millones de actores. La regulación debe entonces adaptarse, pues una regulación inadecuada para el entorno económico y social causa aumentos en los costos, ahuyenta a los potenciales inversionistas y redundante en pérdida de competitividad y oportunidades de trabajo en el sector. El estudio en referencia¹²¹ muestra la evolución que la regulación del sector eléctrico ha venido teniendo, con aumentos permanentes y cada vez mayores en la cantidad de normas emitidas año a año.

Las normas que rigen los mercados deben guardar los propósitos fundamentales por las que fueron creadas, pero deben eliminarse los detalles incluidos para evitar desviaciones de algún agente en particular y fortalecer las acciones de supervisión y control, avanzando hacia la simplificación cuando no una re-escritura del marco regulatorio.

Lo anterior propende por una simplificación en las reglas con lo que las firmas tienen un mayor margen de maniobra para innovar, tomar nuevos riesgos, etc; y las actividades de control y supervisión pueden llevarse a cabo de forma más efectiva.

¹²⁰ Regulatory Moneyball, What Washington Can Learn From Sports Geeks, Foreign Affairs , Mayo-Junio 2013.

¹²¹ Energy works for US, INSTITUTE FOR 21ST CENTURY ENERGY, U.S. CHAMBER OF COMMERCE.

El otro elemento que se debe considerar en el marco regulatorio vigente está relacionado con la aparición de nuevas tecnologías que sin lugar a dudas reconfiguran el funcionamiento de los mercados. En energía eléctrica es claro que con la implementación de las redes inteligentes, la generación distribuida, las fuentes de generación intermitentes, entre otras, la concepción vertical de generación–transmisión-distribución-comercialización cambia a una en donde una multiplicidad de nuevos agentes va a participar en el mercado y no pueden ser encasillados en ninguna de estas categorías. Lo anterior indica, una vez más, que las reglas deben ser generales y claras, pero que las particularidades y detalles deben reemplazarse por un mejor control y supervisión.

Se propone entonces desarrollar zonas libres de regulación, para que de manera experimental, se evidencien los retos de estos esquemas.

4.7.3 Incorporar consideraciones ambientales y sociales en los planes y proyectos sectoriales e integración de los requerimientos energéticos en los planes de ordenamiento territorial

Como se mencionó en la introducción, el segundo objetivo transversal tiene como fin la formulación de lineamientos de política y normativas que permitan incorporar consideraciones ambientales y sociales en los planes de aprovechamiento de recursos naturales con fines energéticos e integrar los requerimientos energéticos en los planes de ordenamiento territorial con el menor impacto social y ambiental

En cuanto al ordenamiento territorial, es un instrumento de planificación de mediano y largo plazo mediante el cual se define un uso del suelo deseado en consonancia con unos objetivos de desarrollo territorial buscados.

Generalmente, los planes de ordenamiento son concebidos para propiciar el crecimiento económico en sintonía con la dinámica demográfica y con las características locales, de forma compatible con la preservación, conservación y recuperación de los recursos naturales renovables.

La sostenibilidad ambiental como aspecto fundamental de los planes de ordenamiento territorial implica que en estos debe establecerse una serie de normas que regulen el uso del suelo en lo concerniente exclusivamente a sus aspectos ambientales y sociales.

En este sentido, los importantes impactos ambientales que tiene la explotación minero-energética requieren los planes de ordenamiento territorial incluyan las restricciones ambientales y los requisitos habilitantes para el desarrollo de estos dos sectores.

En este sentido, es necesario regular las restricciones y condicionantes ambientales (por ejemplo las zonas de exclusión o de uso restringido bajo otras categorías de manejo), así como los requisitos, criterios y condiciones habilitantes para el aprovechamiento minero-energético de los recursos naturales en zonas susceptibles de ser intervenidas bajo dichas condiciones.

Este ordenamiento debe ser el resultado de la concertación y adopción de criterios y condiciones habilitantes en el marco de la formulación de los planes estratégicos de macro-cuencas, planes de ordenación y manejo de cuencas hidrográficas (POMCA) y de otros planes previstos en el ordenamiento ambiental del territorio así como en los planes de ordenamiento territorial y en el marco de los procesos de concertación en la COT y con las CROT, instancias previstas en la Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial, LOOT.

El ordenamiento del territorio integral y actualizado es una señal que genera seguridad a todas las partes interesadas en los desarrollos minero-energéticos, en la medida que se determina específicamente los criterios, principios y las normas de uso del suelo y del subsuelo, y clarificará la situación y priorización de todas las actividades productivas afectadas por dicho ordenamiento, en cada región.

Concretamente, se considera prioritaria la formulación e implementación de la Política Nacional de Ordenamiento Territorial, liderada por el DNP, con el concurso de las entidades de la COT y del Comité Especial Interinstitucional, incluyendo al MME representado por la UPME, así como el diálogo con las regiones a través de las CROT con el fin de generar vías de entendimiento acerca de potenciales impactos ambientales y sociales y las medidas que mejor contribuyan a su prevención, mitigación, corrección o compensación.

Igualmente, continuar con la expedición de normas técnicas y la adopción de estándares y buenas prácticas ambientales para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales y de hidrocarburos costa afuera. El Ministerio de Minas y Energía ya ha avanzado en la reglamentación técnica y procedimental con la expedición de la Resolución 0341 de 2014 en la que se reglamenta la integridad de pozos, la estimulación hidráulica, la inyección de agua de producción, los fluidos de retorno, entre otras técnicas asociadas a la exploración y explotación de estos recursos no convencionales así como en la formulación para su adopción de la guía ambiental de sismica marina.

Por su parte, el Ministerio de Medio Ambiente también ha avanzado en los requerimientos ambientales para la exploración de hidrocarburos no convencionales, en particular en los requerimientos de identificación de la línea base hidrológica de las aguas subterráneas, con la que se puede conocer la calidad y caracterización geológica de los acuíferos y así identificar la mejor localización para llevar a cabo la perforación o determinar la distancia mínima con la que se debe hacer la fracturación.

El Ministerio de Ambiente, conjuntamente con la ANLA, con la participación del sector minero-energético, formuló y adoptó mediante la Resolución 421 del 20 de marzo de 2014 los términos de referencia para estudios de impacto ambiental de actividades de pozos de perforación exploratoria que incluyen particularidades para pozos de yacimientos no convencionales de hidrocarburos.

De la misma manera es preciso avanzar de normativa ambiental en combustibles líquidos que permita la adopción de tecnologías vehiculares más limpias, en cumplimiento de las metas previstas en la política de prevención y control de la contaminación del aire y de ahorro en el uso de combustibles.

En Colombia, la Resolución 898 de 1995 contiene el marco regulatorio en temas ambientales de calidad de los combustibles líquidos de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores. Sin embargo, esta norma ha sido modificada por varias resoluciones por lo que el marco regulatorio actual resulta confuso por la multiplicidad de derogaciones y modificaciones.

En este sentido, es necesario por un lado unificar el marco regulatorio ambiental de los combustibles líquidos, y por el otro, retomar evaluaciones ya adelantadas en el país para estimar los costos de las externalidades ambientales relacionadas con degradación de la calidad del aire en los principales centros urbanos del país y continuar promoviendo estudios y evaluaciones adicionales que permitan valorar las externalidades ambientales asociadas con el consumo de combustibles líquidos de manera que posteriormente dichos costos puedan ser incluidos progresivamente en el precio de los combustibles mediante impuestos como por ejemplo un impuesto verde.

En cuanto al desarrollo minero-energético y el cambio climático, el sector energético contribuyó con el 36.6% de las emisiones de gases de efecto invernadero en CO₂ equivalente (inventario 2004). Este aporte proviene de la industria de generación energética (8,5%); de la industria manufacturera y la construcción (7,3%); transporte (12,1%); residencial (2,2%), emisiones fugitivas (5,1%); energía sector agrícola (0,8%).

Colombia está comprometida con el objetivo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático de contribuir a mitigar sus emisiones de gases de efecto invernadero; en este sentido, el sector ha contribuido al avance de la meta de país para el 2020 de contar con una capacidad instalada del 77% de generación eléctrica con energía renovable así como con el uso de mezclas de biocombustibles y la participación en la evaluación de los avances y retos en la implementación de la política de biocombustibles, en el aumento de las mezclas y en las condiciones requeridas para una política integral de biomasa en Colombia.

Se cuenta ya con sendos planes de acción sectoriales para el sector de energía, de hidrocarburos y de minería, en el marco de la Estrategia de Desarrollo Bajo en Carbono, política nacional para identificar las políticas, programas y medidas más apropiados de mitigación sectoriales.

Colombia deberá igualmente definir sus metas post 2010 de contribuciones nacionalmente determinadas de mitigación, a las cuales el sector minero-energético deberá aportar para lo cual deberá prepararse con un incremento en la capacidad sectorial de medir, monitorear, verificar y reportar.

En 2014 se están formulando los planes de implementación de las citadas medidas, que requerirá del liderazgo del sector privado y de incentivos y regulaciones por parte del gobierno nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, en coordinación con sus entidades adscritas y vinculadas, con el MADS y con otras entidades del orden nacional y regional.

En cuanto a la vulnerabilidad y la adaptación al cambio climático, Colombia es el tercer país más vulnerable al cambio climático. El sector de generación eléctrica es especialmente vulnerable dada la alta participación de la generación hidroeléctrica (67% en 2013, habiendo llegado a ser hasta del 80% en 2008).

En este sentido, Colombia debe continuar profundizando las evaluaciones ya adelantadas acerca de la vulnerabilidad y de las medidas más costo-benéficas de adaptación del sector minero-energético, que iniciaron con el sector hidroeléctrico. Se cuenta con una primera evaluación adelantada por el gobierno nacional en 2013, con información oficial disponible del IDEAM; con una evaluación en curso que finalizará en diciembre de 2014 y con evaluaciones que adelantan empresas del sector como EPM e ISAGEN. El sector energético seguirá profundizando en el conocimiento de este tema, con el concurso de las empresas del sector, en cumplimiento de los compromisos adquiridos por el país con la suscripción de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático y de las normas nacionales relacionadas con la gestión del riesgo.

El sector minero-energético debe contribuir igualmente al logro de los objetivos y metas de políticas nacionales en materia de gestión integral del recurso hídrico, gestión integral de la biodiversidad y de los servicios eco-sistémicos, entre otras.

Entre los temas fundamentales en los que se viene trabajando en mesas interdisciplinarias interinstitucionales está la del caudal ambiental en la que se avanza en la revisión y ajustes de la metodología para definir el caudal ambiental mínimo para futuros proyectos de generación hidroeléctrica.

Igualmente, se avanza en la identificación del potencial hidroeléctrico para proyectos a filo de agua de manera que puedan identificarse factores habilitantes para su aprovechamiento en el futuro.

Por otro lado, se debe avanzar en la promoción de la incorporación de la evaluación económica y social en el ordenamiento territorial y en la planificación minero-energética de mediano y largo plazo, con especial énfasis en el reconocimiento de las externalidades sociales y ambientales, incluyendo las del cambio climático, y la incorporación de los costos de mitigación y adaptación en la toma de decisiones.

Esta evaluación deberá hacerse en coordinación con entidades competentes y afines (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Transporte, Ministerio de Minas y Energía, DNP, entre otras entidades) con el fin de identificar y promover la implementación de tecnologías de generación de energía no contaminantes ni degradantes y de establecer protocolos para la aplicación de las metodologías de valoración, tanto de los potenciales beneficios económicos y sociales, como de los costos del uso y/o deterioro de la oferta de servicios ecosistémicos ocasionadas por las diferentes opciones productivas.

Pese a que existen en la legislación y normatividad colombianas instrumentos de comando y control como las licencias ambientales, los permisos, autorizaciones y concesiones para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables, así como instrumentos económicos como las tasas por uso del agua y las tasas retributivas, estos no logran incorporar adecuadamente las externalidades ambientales de los proyectos ni de los planes o programas de desarrollo.

La planeación que hace el Estado de la expansión energética de mediano y largo plazo emplea modelos que evalúan diferentes tecnologías y costos de generación, conexión, abastecimiento, entre otros factores. No obstante, estos modelos no toman en consideración los costos ni beneficios ambientales ni sociales de las tecnologías o energéticos modelados en los diferentes escenarios de expansión (por ejemplo, la actual modelación de la UPME no incluye un análisis comparativo de los impactos entre tecnologías o combustibles del portafolio energético sobre la biodiversidad, el aire, el agua, el uso del suelo, el paisaje, las comunidades), lo que hace que a pesar de que una tecnología (o una combinación de ellas) o un energético determinado pueda responder a un menor costo de abastecimiento energético, los impactos no mitigados ambientales o sociales podrían transformarse en externalidades que asumirían las comunidades aledañas en el caso de ciertos contaminantes locales, o la sociedad en su conjunto o incluso países vecinos o a nivel global, si se analiza la transferencia de contaminantes en análisis transfronterizo o si se analiza la emisión de gases de efecto invernadero.

La OECD, en el informe de desempeño ambiental de Colombia, EPR 2014, llama la atención sobre la necesidad de promover evaluaciones de beneficios económicos de inversiones que tengan alguna relación con aspectos ambientales. Este tipo de análisis promoverá, en el marco del crecimiento verde (green growth) la incorporación de externalidades ambientales en las decisiones de desarrollo de Colombia.

La OECD recomienda llevar a cabo evaluaciones ambientales estratégicas para los principales planes y programas de desarrollo, que tomen en cuenta los efectos en el largo plazo del cambio climático.

4.7.4 Construcción de proyectos de manera eficiente y efectiva

La construcción de obras de infraestructura es un elemento clave en el desarrollo económico del país, puesto que mejora la interconectividad de los mercados, lo que a su vez reduce los costos de transacción y facilita los intercambios comerciales. Las inversiones en infraestructura ligadas al sector de hidrocarburos y energía, tales como plantas de generación, líneas de transmisión, gasoductos, etc., son de sustancial importancia, en la medida que mejoran la seguridad y confiabilidad del abastecimiento energético.

Sin embargo, el desarrollo de grandes obras civiles en el sector energético en Colombia afronta una serie de cuellos de botella que retrasan la ejecución y finalización de los proyectos.

Esta problemática fue identificada en el Documento Conpes 3762 de 2013, en el que se reconoce que los elementos que limitan severamente la celeridad la ejecución de proyectos de infraestructura están estrechamente ligados a la desarticulación institucional y a la calidad de los estudios ambientales presentados por el sector privado. En particular se menciona la demora en pronunciamiento de las autoridades ambientales, las dificultades internas de las entidades públicas en solución de problemas jurídicos, la compra de predios y los procesos de consulta a las comunidades.

Para superar estas dificultades es preciso innovar en la organización institucional con el fin de aumentar la eficiencia del Estado y lograr la ejecución oportuna de los proyectos de infraestructura energética. Para alcanzar este objetivo se debe determinar una política integral y decisiva que asegure las inversiones de largo plazo con señales claras y oportunas para los desarrolladores de infraestructura y una coordinación institucional que agilice el cumplimiento de los trámites requeridos por la ley. Concretamente se debe avanzar en tres frentes, en primera instancia en la optimización de los procedimientos y trámites, en segundo lugar, en mejorar la gestión y el seguimiento de los proyectos y en tercer lugar el manejo oportuno de la información de las necesidades energéticas.

En cuanto a la optimización de los procedimientos y trámites para aumentar la eficiencia del Estado en la ejecución de proyectos es fundamental el desarrollo de criterios de evaluación claros, explícitamente definidos y estandarizados con los que se pueda determinar rápidamente si un proyecto cumple con las exigencias requeridas para obtener la licencia ambiental necesaria para su posterior ejecución.

De igual forma, es necesario que en la etapa de (pre)-licenciamiento de los proyectos de infraestructura se evalúen los impactos sociales de su ejecución y se vincule a las comunidades más allá de los programas de responsabilidad social (*shared value*). Lo anterior, puesto que si los beneficios generados con la ejecución del proyecto también repercuten positivamente a los habitantes de la zona de influencia de la obra, se minimiza el riesgo de enfrentamiento entre las partes, lo que sin lugar a dudas permitiría la realización del proyecto sin fricciones con la comunidad.

En cuanto a los avances que deben hacerse en la gestión y seguimiento de los proyectos es preciso formular un sistema de alertas con las que se pueda detectar de forma temprana el posible incumplimiento del calendario previsto. Adicionalmente, se deberán formular indicadores cuantitativos que permitan evaluar el cumplimiento del plan de acción de cada proyecto y que simultáneamente permitan determinar si la implementación de las acciones sujetas a seguimiento es eficiente y eficaz.

En relación a la información, es necesario que haya una estrecha y oportuna comunicación entre el sector privado y las entidades estatales con el fin de detectar con tiempos suficientes las necesidades de infraestructura del país.

Para finalizar hay que reconocer que la inversión en infraestructura sólo en el ámbito energético es una condición necesaria, pero no es suficiente para el desarrollo sostenible, en particular de aquellas regiones más pobres. La ejecución de proyectos de infraestructura, también se ve condicionada al aprovisionamiento de bienes públicos en su totalidad. La construcción de líneas de distribución y transmisión de energía eléctrica, sin acueductos, sin vías de transporte, sin seguridad, no sólo entorpece y atrasa su ejecución, sino que limita los beneficios sociales que podría generar. Por lo anterior, es preciso que en el largo plazo, la política de inversión en infraestructura y eficiencia del Estado sea integral, lo que significa que se debe involucrar dentro de la formulación de los proyectos, la oferta de bienes públicos preexistentes en las regiones donde se ejecutarán.

5 ALGUNOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS AL 2050

Se presenta en este capítulo un resumen de las proyecciones de demanda de energía total en Colombia. El horizonte de análisis va hasta el año 2050.

En el año 2010, el consumo de energéticos en los sectores Agricultura, Construcción y Minería (ACM), Residencial, Comercial, Industrial y Transporte era aproximadamente 970.76 PJ. El sector más intensivo en el uso de energía era el sector transporte, que representaba más del 37,5% de la demanda final, haciendo del diésel el energético de mayor consumo, 217,67 PJ seguido por la gasolina (en cuarto lugar de la canasta energética), 101,18 PJ.

Con respecto al resto de energéticos, la electricidad, 181,49 PJ y el gas natural, 174,9 PJ son en su orden los de mayor demanda. El consumo de estos energéticos es liderado por el sector industrial que en el período 2000 – 2010, presentó crecimientos promedio anuales de 2,18% en energía eléctrica y de 8,54% en gas natural.

En el sector residencial se observa todavía un consumo importante de energéticos tradicionales, como lo son la leña y el carbón de leña, que representan el 37% de la demanda por energéticos, aunque han venido disminuyendo.

En el presente capítulo se presentan varios escenarios de desarrollo de la demanda de energéticos en Colombia. Las proyecciones de demanda se realizaron en el Modelo para Análisis de Demanda de Energía (MAED por sus siglas en inglés) de la Agencia Internacional de Energía Atómica. Este modelo integra los consumos y usos de los energéticos en cada sector, con datos de crecimiento económico y poblacional. Para el crecimiento del PIB, se tuvieron en cuenta las expectativas de crecimiento del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y para las proyecciones de población se toman los datos del censo 2005 del DANE (a partir del año 2021 se asume un crecimiento igual a la última tasa).

También se desarrolló una proyección del sector de transformaciones, para analizar su posible evolución.

El escenario base, mostrado inicialmente, supone que la demanda de los energéticos sigue con tasas de crecimiento similares a las de los últimos años. De acuerdo a esto, se esperaría que la canasta energética para el año 2050 mantenga una estructura de participación similar a la del año 2010.

5.1 ESCENARIO BASE

La proyección de demanda de los energéticos se realiza por sectores de consumo final: residencial, comercial, industrial, transporte y ACM, que reúne Agricultura, Construcción y Minería y por procesos de transformación. Para la elaboración de este escenario se tomaron como datos base los consumos de los años 2010 a 2012 del Balance Energético Nacional (BEN) y adicionalmente se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- a. Crecimiento anual de la economía del 4,6% constante desde 2014 hasta 2030, y de 3,5% de 2031 a 2050 de acuerdo a las perspectivas del Ministerio de Hacienda y Crédito Público¹²² y a Wood Mackenzie¹²³.
- b. Proyección de la población del DANE hasta 2020, con tasa de crecimiento constante hasta 2050 del último año.
- c. Crecimiento de la demanda de energía eléctrica a una tasa del 2% promedio anual, con base en los informes publicados por la Unidad.¹²⁴
- d. Crecimiento del gas natural a una tasa de 2.98% promedio anual para los sectores de consumo final y 2,6% para los procesos de transformación, con base en los informes publicados por la Unidad.¹²⁵
- e. Crecimiento del consumo de energéticos por sector de acuerdo a las tendencias de los años recientes (datos BEN) y de acuerdo a las perspectivas de crecimiento económico.
- f. Estructura de los usos de energía y eficiencias en la industria y en el transporte, de acuerdo a estudios de la Unidad.
- g. Disminución del uso de leña, especialmente en el sector residencial rural, en beneficio del uso del gas natural, GLP y la electricidad.
- h. Ampliación de la cobertura de los servicios de gas natural y electricidad.
- i. Crecimiento de la demanda de energía en el transporte en función del crecimiento del parque automotor y de los viajes realizados en los principales centros urbanos del país.¹²⁶
- j. Penetración del gas natural como energético para el segmento de transporte de carga, de acuerdo con las perspectivas del gremio de distribuidores de gas natural.

¹²² Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2014) "Presupuesto General de la Nación 2014". Página 10. En línea: <http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/presupuestogeneraldeLANACION/ProyectoPGN/2014/PRESUPUESTO%20GRAL%202014.pdf> (Consulta Marzo 2014)

¹²³ Wood Mackenzie. Colombia long-term economic outlook Q2 2014. Executive summary. June 2014. Anexo GDP Forecast Apr 2014 (EXCEL). (Consulta Julio 2014)

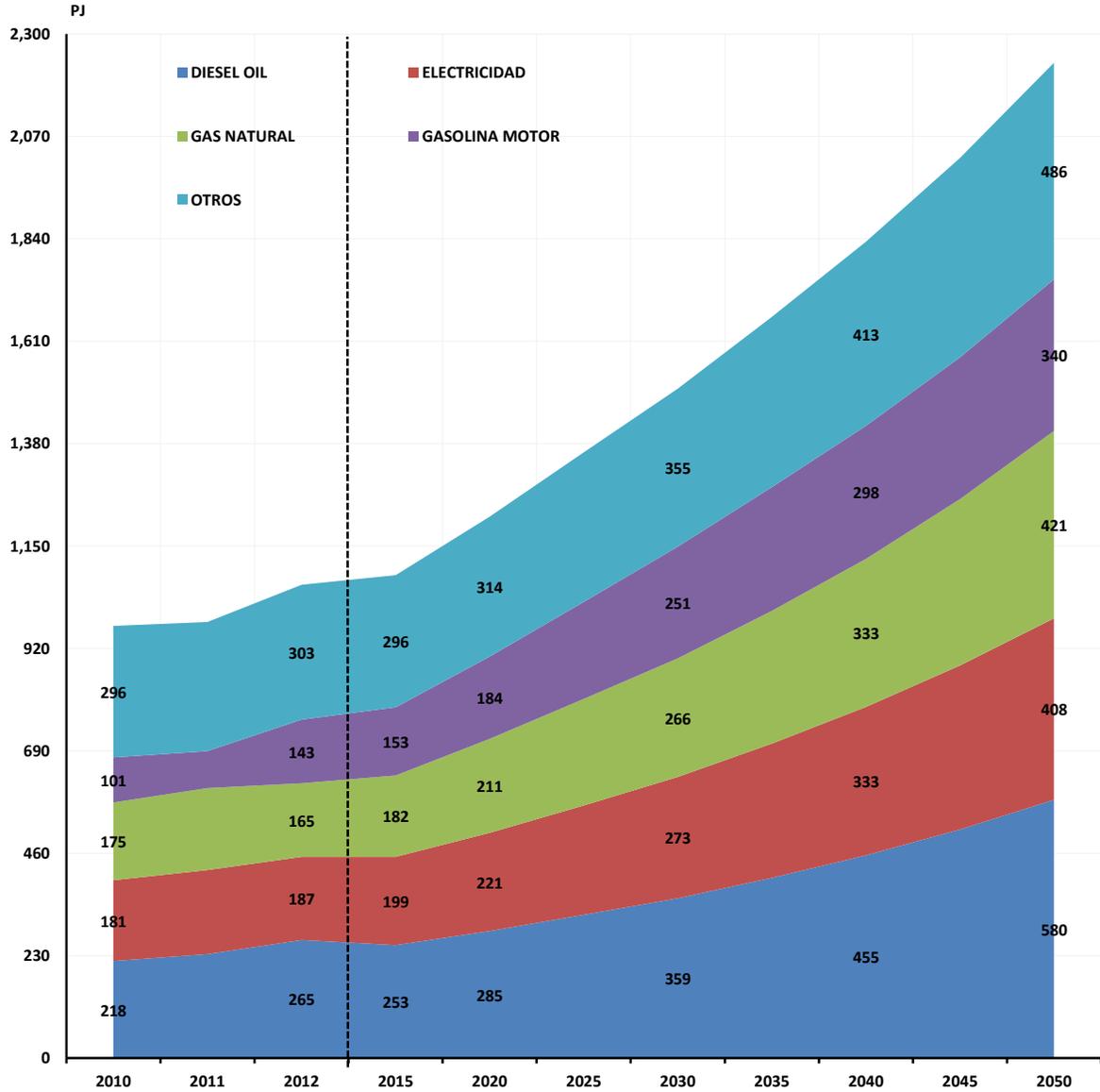
¹²⁴ http://www.siel.gov.co/siel/documentos/documentacion/Demanda/proyeccion_demanda_ee_Jul_2014.pdf

¹²⁵ <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=CXxp1fv8A2U%3d&tabid=125&language=es-ES>

¹²⁶ <http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2014/Proy.%20Demanda%20Tte%20-%20Nov2014%2012112014.pdf>

Bajo estos parámetros se elaboró la proyección de demanda de energéticos en los sectores de consumo final que se presenta a continuación:

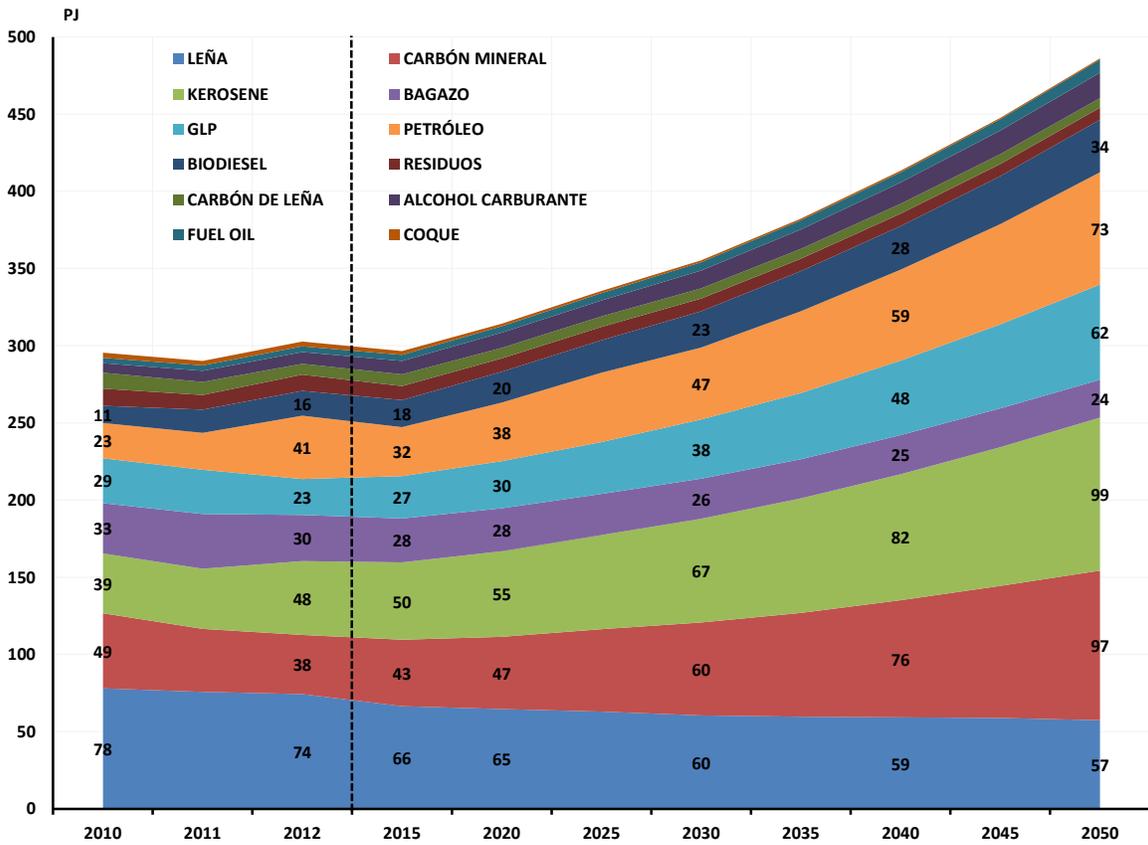
Gráfica 5-1. Evolución de la demanda por energéticos principales – Escenario Base (PJ)



Fuente de datos: Balance Energético Nacional (2010 – 2012) – UPME, 2014.

Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-2. Evolución de la demanda por otros energéticos – Escenario Base (PJ)

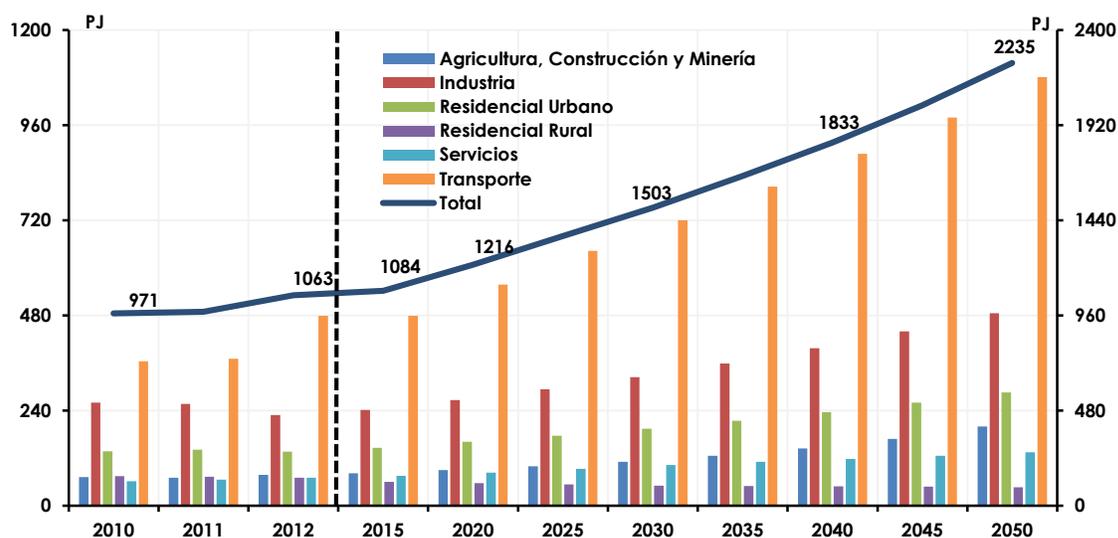


Fuente de datos: Balance Energético Nacional (2010 – 2012) – UPME, 2014.
Fuente de gráfica: UPME

De la Gráfica 5-1 y la Gráfica 5-2, se extrae que se espera un incremento en la demanda de energéticos de 971 PJ en 2010 a 2.235 PJ en 2050, lo que representa un consumo de más del doble de la demanda de 2010. De los energéticos principales los de mayor crecimiento son el diésel oil y gasolina, con crecimientos cercanos al doble y al triple de su valor a 2010 respectivamente.

En la Gráfica 5-3 se observa que el sector transporte es el de mayor consumo de energéticos, con una participación de más del 37% en el año 2010, y una participación cercana al 50% en 2050. Por su parte, el sector industrial presenta una participación del 27% en el año 2010 y del 22% a 2050, siendo el segundo sector de mayor participación en la matriz energética.

Gráfica 5-3. Evolución demanda por sectores de consumo final – Escenario Base (PJ)



Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME

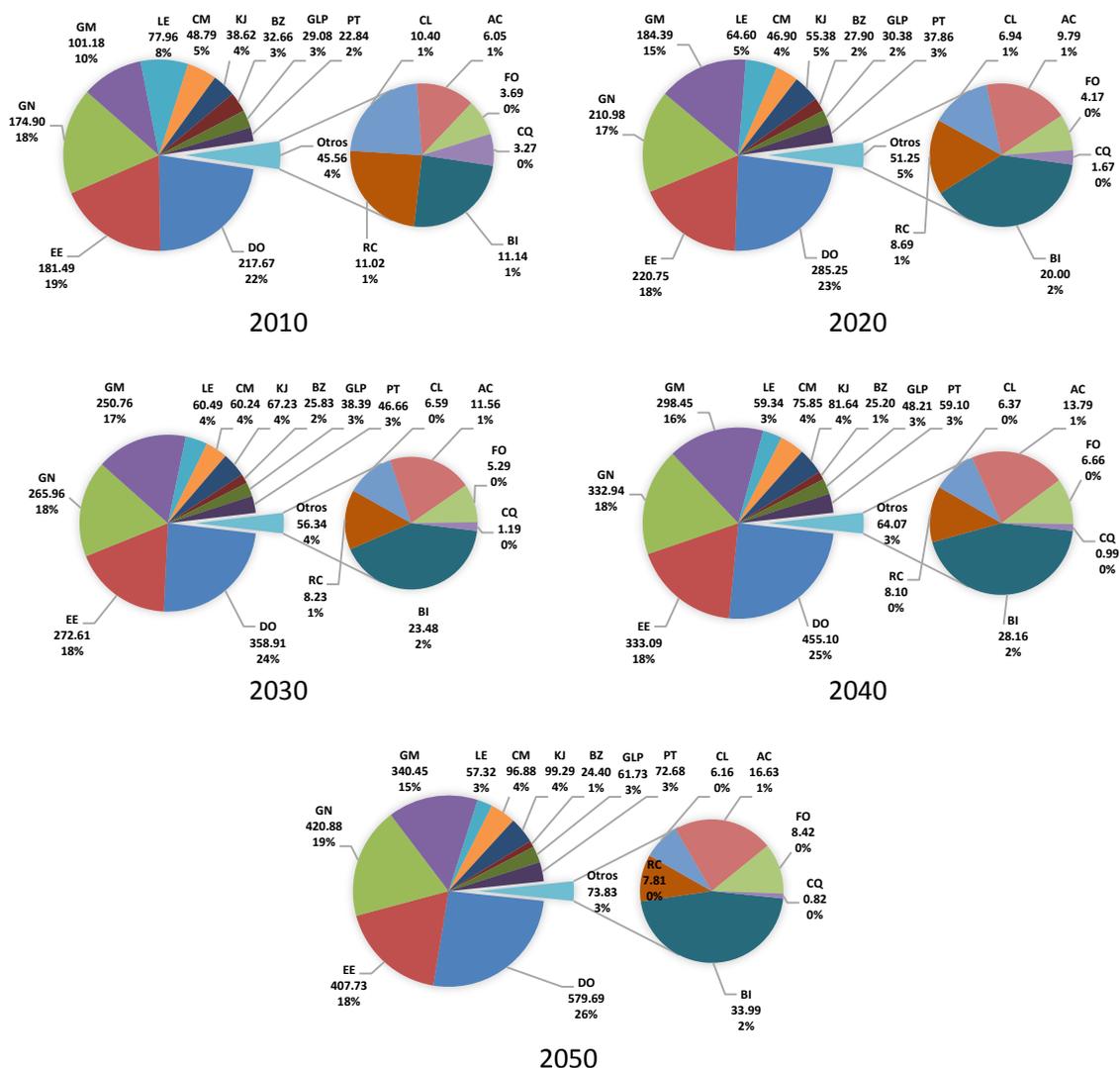
Fuente de gráfica: UPME

Tabla 5-1. Consumo de energía por energético, 2010, 2050 – Escenario Base (PJ)

Energético (PJ)	Abreviatura	2010	2050
Diesel Oil	DO	217,67	579,69
Electricidad	EE	181,49	407,73
Gas Natural	GN	174,90	420,88
Gasolina Motor	GM	101,18	340,45
Leña	LE	77,96	57,32
Carbón Mineral	CM	48,79	96,88
Kerosene	KJ	38,62	99,29
Bagazo	BZ	32,66	24,40
GLP	GLP	29,08	61,73
Petróleo	PT	22,84	72,68
Biodiesel	BI	11,14	33,99
Residuos	RC	11,02	7,81
Carbón de Leña	CL	10,40	6,16
Alcohol Carburante	AC	6,05	16,63
Fuel Oil	FO	3,69	8,42
Coque	CQ	3,27	0,82
Total		970,76	2.234,89

Fuente: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME.

Gráfica 5-4. Evolución de la composición de la matriz energética, Consumo Final. – Escenario Base (PJ)



Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME
Fuente de gráfica: UPME

De la información contenida en la Gráfica 5-4 y la Tabla 5-1, se infiere:

- En el año 2010 el energético de mayor consumo fue el diésel, que representaba más del 20% de la canasta energética.
- La leña continúa siendo un energético usado en forma importante en el sector rural, a pesar de los esfuerzos por reducir su consumo y pasar a formas de energía más modernas y de menores emisiones de CO2 como el gas natural o la energía eléctrica.
- Para el año 2020 se espera que la demanda de energía llegue a ser de 1.215,75 PJ, lo que representa un aumento del 25% con respecto al año 2010. Como se aprecia en la Gráfica 5-4, se presenta un incremento considerable en los 4 energéticos de mayor consumo, pasando de una participación del 69% al 74%.

- Aumenta el número de usuarios con acceso a la electricidad y al gas natural, hecho que se ve reflejado en el aumento de estos dos energéticos y en la disminución de la demanda por leña, la cual es usada principalmente en el sector residencial rural.
- Para el año 2030, la participación en la canasta energética del diésel, la electricidad, el gas natural y la gasolina es mayor al 75%, en detrimento del uso de otros energéticos como la leña y el carbón de leña. Acorde a la Gráfica 5-4, la demanda de energía para el año 2030 será de 1.509,41 PJ.
- Para el año 2040, el consumo de los 4 principales energéticos alcanza un valor de casi el doble de la cantidad consumida en 2010, pasando de 675,24 a 1.419,58 PJ, aunque su participación en la canasta energética se mantiene alrededor del 75%, similar a la participación en 2030.
- Para el año 2050 el consumo de energéticos alcanza los 2.234,89 PJ. El 78% de la demanda está constituida por el diésel, la electricidad, el gas natural y la gasolina. Por su parte, se espera que las biomásas de uso residencial (leña y el carbón de leña) pasen de un consumo de 88,36 PJ en 2010 a 63,49 PJ en 2050. Así mismo, la participación de estos energéticos tradicionales en la canasta energética colombiana pasa de un 9,1% en 2010 a un 2,8% en 2050. Este hecho es consecuencia del cambio de tecnología en el sector residencial en las zonas rurales, así como de la disminución de la población en las mismas. En total, se proyecta que la demanda de energía en Colombia pase de 970,76 PJ en 2010 a 2.234,89 PJ en 2050, un incremento del 130% en el consumo de energía, liderado por los sectores Transporte e Industria, que representan en conjunto el 70% de la canasta energética.

Además de los sectores mencionados como de demanda, también se analiza la evolución de los procesos de transformación. En este sector se analiza el consumo por energéticos que son utilizados en generación de subproductos, como por ejemplo energía eléctrica.

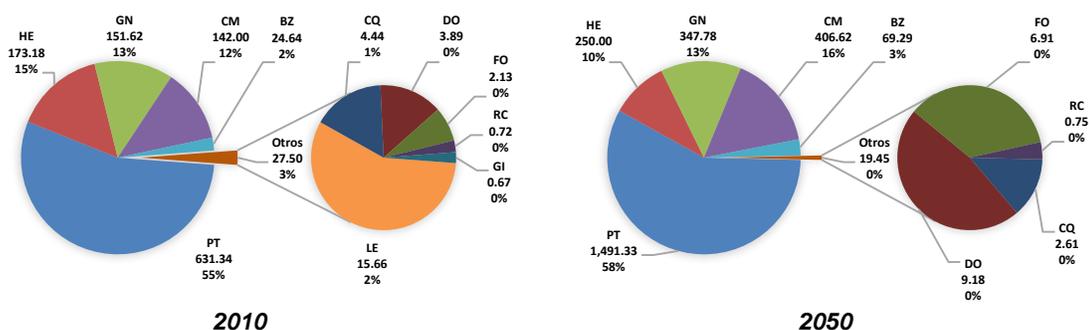
En la Tabla 5-2 y la Gráfica 5-5, se puede apreciar en detalle la evolución en el consumo de los diferentes energéticos en el período 2010 – 2050:

Tabla 5-2. Consumo de energía por energético, 2010, 2050 – Escenario Base (PJ)

Energético (PJ)	Abreviatura	2010	2050
Petróleo	PT	631,34	1,491.33
Hidroelectricidad	HE	173,18	250.00
Gas Natural	GN	151,62	347.78
Carbón Mineral	CM	142,00	406.62
Bagazo	BZ	24,64	69.29
Leña	LE	15,66	0.00
Coque	CQ	4,44	2.61
Diésel Oil	DO	3,89	9.18
Fuel Oil	FO	2,13	6.91
Residuos	RC	0,72	0.75
Gas Industrial	GI	0,67	0.00
Total		1.150,27	2,584.48

Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME

Gráfica 5-5. Evolución de la composición de la matriz energética, Procesos Transformación. – Escenario Base (PJ)



Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME
Fuente de gráfica: UPME

En la Gráfica 5-5 se observa que la evolución de la demanda de los procesos de transformación está en línea con la demanda de consumo final. Por ejemplo, se observa un crecimiento en hidroenergía y sobre todo en el carbón, relacionada a procesos de generación de energía eléctrica. La demanda por petróleo presenta un crecimiento del 15%, a pesar de que su participación en la canasta energética disminuye en la misma magnitud, durante el período 2010 – 2050. Cabe resaltar, que en 2050 no se proyecta demanda de energéticos como la leña y el gas industrial, en favor de otros energéticos.

5.2 ESCENARIOS ALTERNATIVOS

Se presentan 4 escenarios alternativos que son:

- Escenario tecnológico 1 (T1): Parte del escenario base, suponiendo un mayor consumo de gas natural y energía eléctrica, en detrimento del uso de energéticos tradicionales y del carbón mineral. Lo anterior, con el fin de disminuir emisiones de gases de efecto invernadero, además de buscar mayor eficiencia en los procesos industriales.
- Escenario tecnológico 2 (T2): Parte del escenario tecnológico 1, suponiendo la firma de un acuerdo de paz, que conllevaría a un mayor crecimiento económico y a la aplicación de políticas de impulso a las Fuentes No Convencionales de Energía que podría verse reflejado en un mayor desarrollo rural, aumentando la participación de la biomasa en la matriz energética nacional. Además se presenta una mayor participación de la electricidad y del GLP en detrimento del gas natural.

- Escenario Mundo Eléctrico (ME): Parte del escenario base, suponiendo que el energético predominante sería la electricidad, por lo que se reemplaza como energético en todos aquellos usos y sectores donde sea posible. Por ejemplo, en los sectores ACM e Industria, reemplazar energéticos en calentamiento directo y en algunos casos fuerza motriz y en los sectores residencial y de servicios; la electricidad reemplaza procesos de cocción y calentamiento de agua. También se presenta penetración de energía solar (0,5% a 2050) y eólica (1,7% a 2050) en los procesos de transformación. En los procesos de transformación se presentan dos alternativas de suministro de energía eléctrica: Fuentes Convencionales de Energía, FCE y Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE.
- Escenario Eficiencia Energética (EE): Parte del escenario base, suponiendo metas de aumento de eficiencia en procesos agrícolas e industriales (25% a 2030 y 30% a 2050), así como en procesos de cocción y calentamiento de agua en el sector residencial. También se presenta penetración de energía solar (0,6%) y eólica (2%) en los procesos de transformación.

En resumen, los escenarios alternativos se podrían describir de la siguiente manera:

$$\text{Escenario } T1 = f(\text{Escenario base}, (\%(\text{GLP}, \text{GN}, \text{EE}) > \% \text{CM}))$$

$$\text{Escenario } T2 = f(\text{Escenario } T1, \text{biomasas})$$

$$\text{Escenario } ME = f(\text{Escenario base}, 90\% \text{ electricidad a } 2050)$$

$$\text{Escenario } EE = f(\text{Escenario base}, 25\% \text{ eficiencia } 2030 - 30\% \text{ } 2050)$$

Tabla 5-3. Demanda por energético en los sectores de consumo final – Escenarios propuestos (PJ)

Consumo Final Energía (PJ)	2010	2020					2030					2040					2050				
		B	T1	T2	ME	EE	B	T1	T2	ME	EE	B	T1	T2	ME	EE	B	T1	T2	ME	EE
Diesel Oil	218	285	267	268	202	267	359	306	306	118	306	455	377	380	41	377	580	467	473	0	467
Electricidad	181	221	251	252	382	229	273	323	323	628	293	333	401	410	958	360	408	497	520	1429	446
Gas Natural	175	211	264	245	194	191	266	352	324	183	231	333	460	430	171	271	421	606	576	162	321
Gasolina Motor	101	184	115	115	114	115	251	120	120	92	120	298	131	131	54	131	340	144	144	0	144
Leña	78	65	57	31	46	53	60	48	28	31	43	59	42	26	18	35	57	35	25	6	30
Carbón Mineral	49	47	18	17	14	51	60	17	17	11	76	76	15	15	7	111	97	10	10	3	161
Kerosene	39	55	49	49	41	55	67	58	58	44	66	82	69	69	47	80	99	81	81	1	97
Bagazo	33	28	25	53	20	26	26	21	47	13	24	25	18	44	8	23	24	15	42	3	23
GLP	29	30	23	35	9	39	38	50	65	7	73	48	60	81	4	93	62	71	101	2	119
Petróleo	23	38	27	27	51	36	47	31	31	109	44	59	37	37	101	56	73	41	41	1	68
Biodiesel	11	20	24	24	10	24	23	28	28	3	28	28	35	35	0	35	34	43	43	0	43
Residuos	11	9	8	17	6	11	8	7	15	4	11	8	6	14	2	11	8	5	14	1	12
Carbón de Leña	10	7	6	3	5	6	7	5	3	3	5	6	5	3	2	5	6	4	3	1	4
Alcohol carburante	6	10	6	6	7	6	12	6	6	7	6	14	7	7	6	7	17	7	7	0	7
Fuel Oil	4	4	2	2	1	4	5	2	2	1	5	7	2	2	0	6	8	2	2	0	8
Coque	3	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	971	1216	1144	1146	1106	1115	1231	1376	1375	1256	1333	1833	1665	1686	1420	1602	2235	2031	2084	1609	1952

Fuente: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME

PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA: IDEARIO ENERGÉTICO 2050

Tabla 5-4. Demanda energética en los sectores de consumo final – Escenarios propuestos (PJ)

Consumo Final Energía (PJ)	2010	2020					2030					2040					2050				
		B	T1	T2	ME	EE	B	T1	T2	ME	EE	B	T1	T2	ME	EE	B	T1	T2	ME	EE
Servicios	62	83	83	84	108	83	103	103	103	128	103	118	118	123	142	118	135	135	145	156	135
Agricultura, Construcción y Manufactura	72	90	90	90	79	85	111	111	111	84	105	144	144	150	93	137	200	200	215	115	191
Residencial Rural	74	57	53	53	147	53	51	43	43	173	44	49	37	37	206	39	47	31	31	249	35
Residencial Urbano	138	161	161	161	46	161	195	195	195	33	194	236	236	236	27	233	286	286	286	24	283
Industria	260	266	254	255	251	230	325	310	309	295	273	397	379	390	347	326	486	464	493	407	394
Transporte	365	558	502	502	475	502	720	615	615	543	615	888	750	750	606	750	1,081	915	915	658	915
Total	971	1216	1144	1146	1106	1115	1503	1376	1375	1256	1333	1833	1665	1686	1420	1603	2235	2031	2084	1609	1952

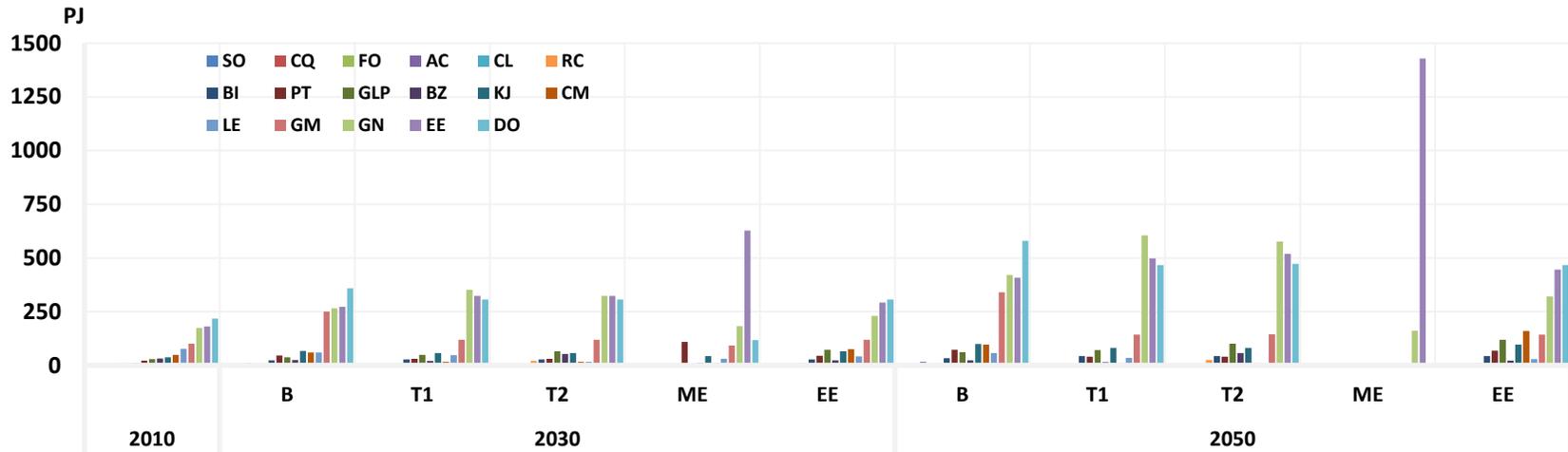
Fuente: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME

Tabla 5-5. Demanda por energético en los procesos de transformación – Escenarios propuestos (PJ)

CONSUMO ENERGÍA PROCESOS TRANSFORMACIÓN (PJ)	2010	2020						2030						2040						2050					
		B	T1	T2	ME FCE	ME FNCE	EE	B	T1	T2	ME FCE	ME FNCE	EE	B	T1	T2	ME FCE	ME FNCE	EE	B	T1	T2	ME FCE	ME FNCE	EE
PT	631	819	753	650	663	556	695	1,073	748	748	658	498	840	1,280	900	894	654	330	980	1,491	1,058	1,089	649	6	1,200
HE	173	190	200	210	252	255	182	210	230	240	367	375	205	230	255	265	534	552	246	250	275	285	777	811	261
GN	152	207	207	207	207	162	172	254	254	254	254	174	205	301	301	301	301	187	235	348	348	348	348	200	268
CM	142	174	174	163	163	155	136	252	252	256	256	169	206	329	329	364	364	184	284	407	407	513	513	200	394
BZ	25	28	28	28	28	50	23	42	42	42	42	103	34	56	56	56	56	212	43	69	69	69	69	434	53
LE	16	8	8	8	8	8	8	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CQ	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
DO	4	3	3	3	3	4	3	5	5	5	5	4	5	7	7	7	7	4	7	9	9	9	9	3	9
FO	2	3	3	3	2	2	2	4	4	4	1	1	1	6	6	6	1	1	1	7	7	7	0	0	0
RC	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
GI	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GLP				4	4	4	4			9	9	3	9			13	13	2	13			16	16	0	16
SO					1	3	1				3	9	3				9	29	9				11	90	11
EO					5	4	5				15	17	15				25	70	25				35	289	35
TOTAL	1150	1437	1298	1281	1341	1201	1237	1845	1540	1563	1615	1333	1529	2212	1857	1908	1966	1474	1847	2584	2176	2340	2431	1658	2251

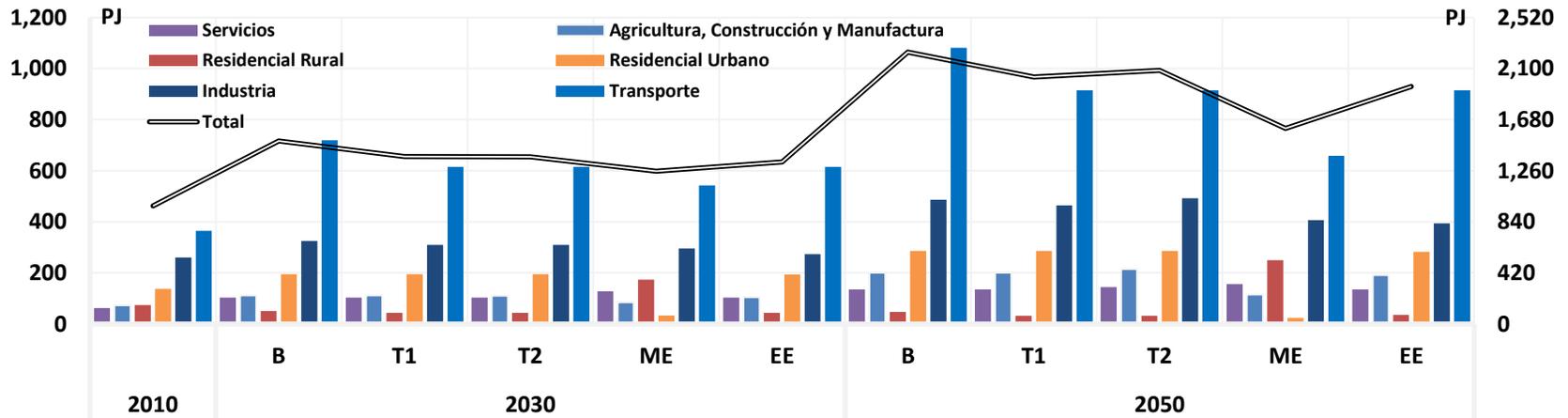
Fuente: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME

Gráfica 5-6. Demanda por energético en los sectores de consumo final – Escenarios propuestos (PJ)



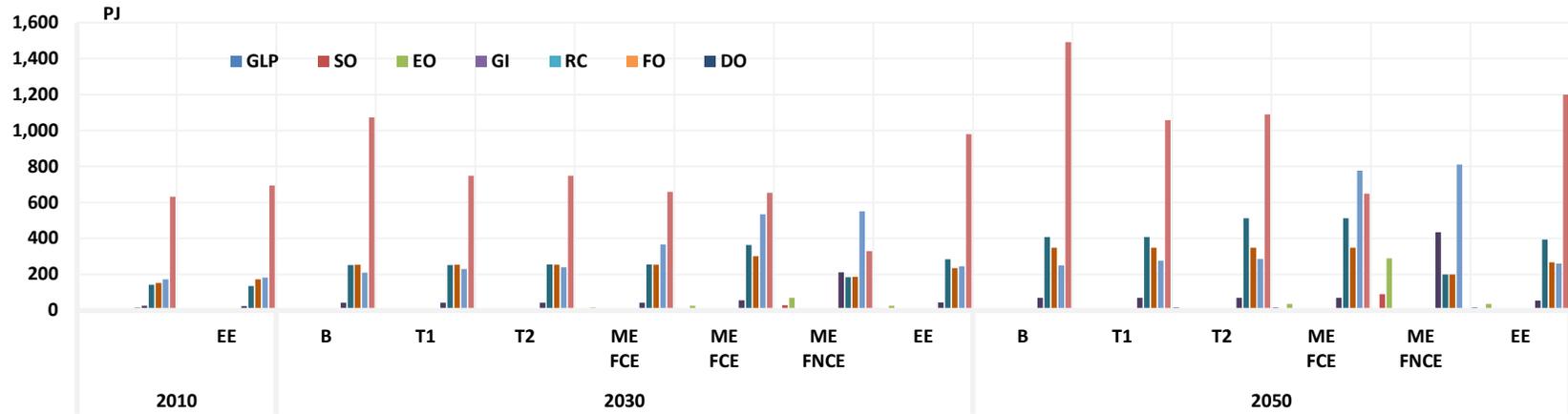
Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-7. Demanda energética en los sectores de consumo final – Escenarios propuestos (PJ)



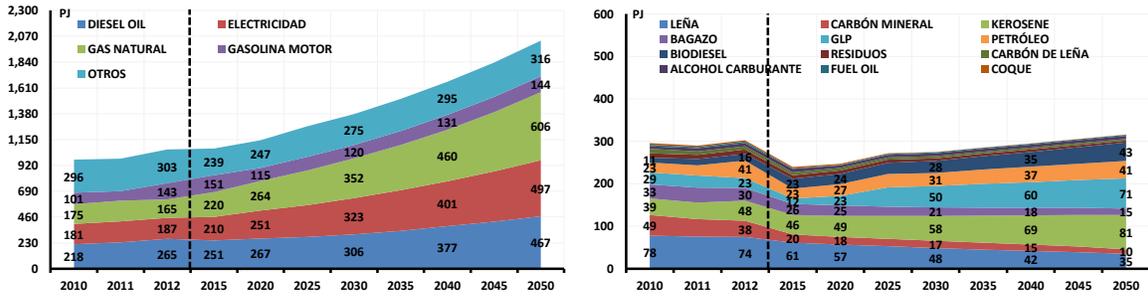
Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-8. Demanda por energético en los procesos de transformación – Escenarios propuestos (PJ)



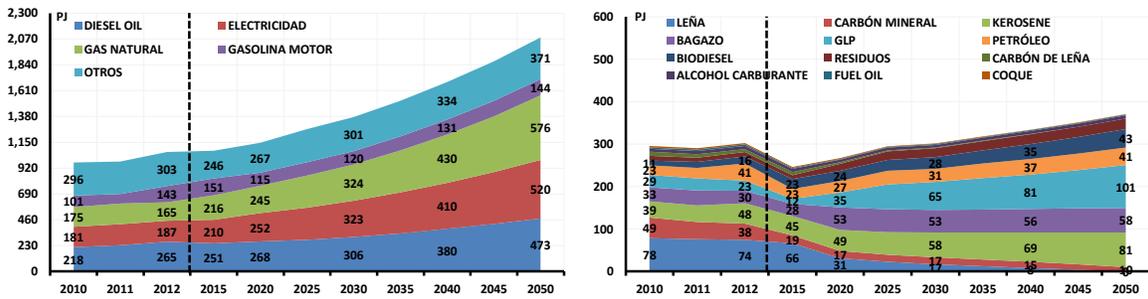
Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-9. Evolución demanda por energéticos, Escenario T1 (PJ)



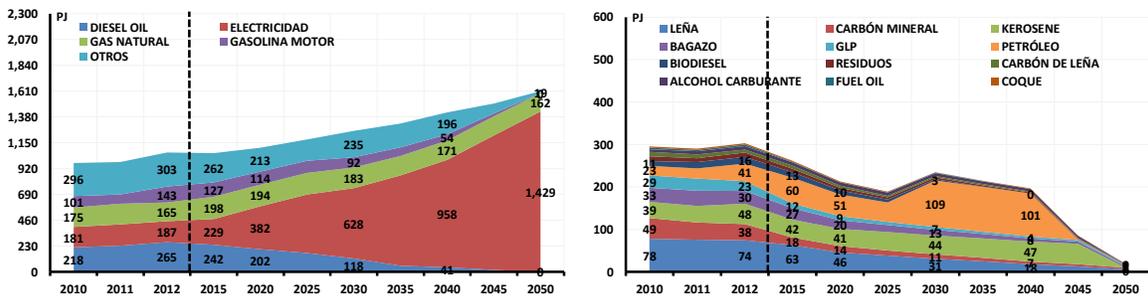
Fuente de datos: Balance Energético Nacional (2010 – 2012) – UPME
Fuente de gráfica: Balance Energético Nacional (2010 – 2012) – UPME

Gráfica 5-10. Evolución demanda por energéticos, Escenario T2 (PJ)



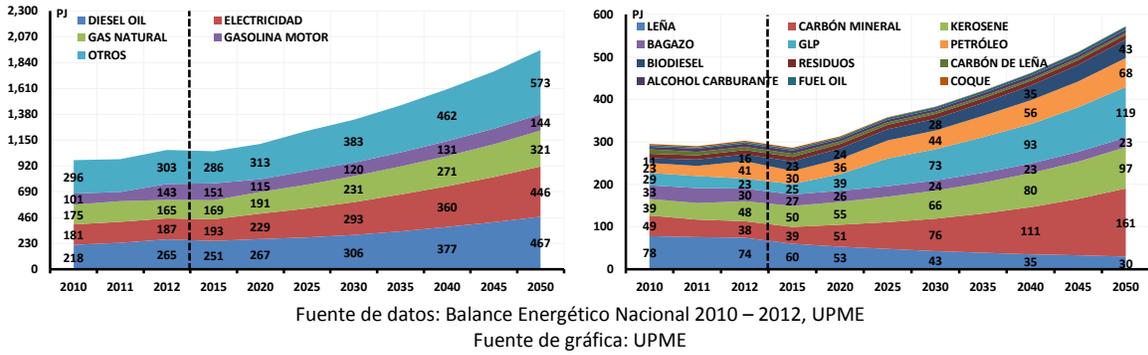
Fuente de datos: Balance Energético Nacional (2010 – 2012) – UPME
Fuente de gráfica: Balance Energético Nacional (2010 – 2012) – UPME

Gráfica 5-11. Evolución demanda por energéticos, Escenario ME (PJ)

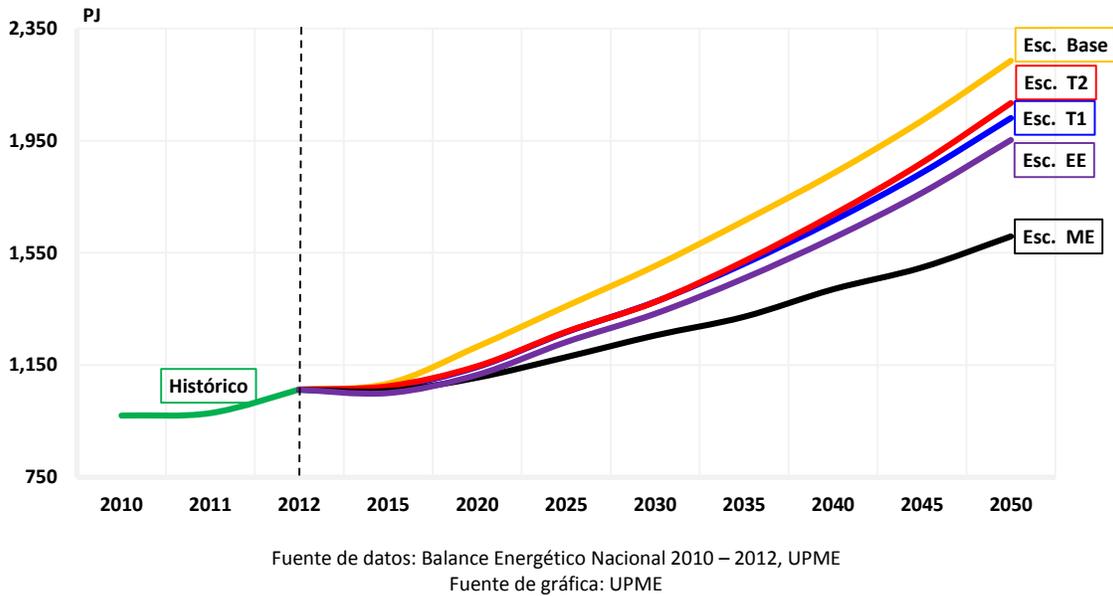


Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME
Fuente de gráfica: UPME

Gráfica 5-12. Evolución demanda por energéticos, Escenario EE (PJ)



Gráfica 5-13. Evolución demanda por energéticos sectores de consumo final (PJ)

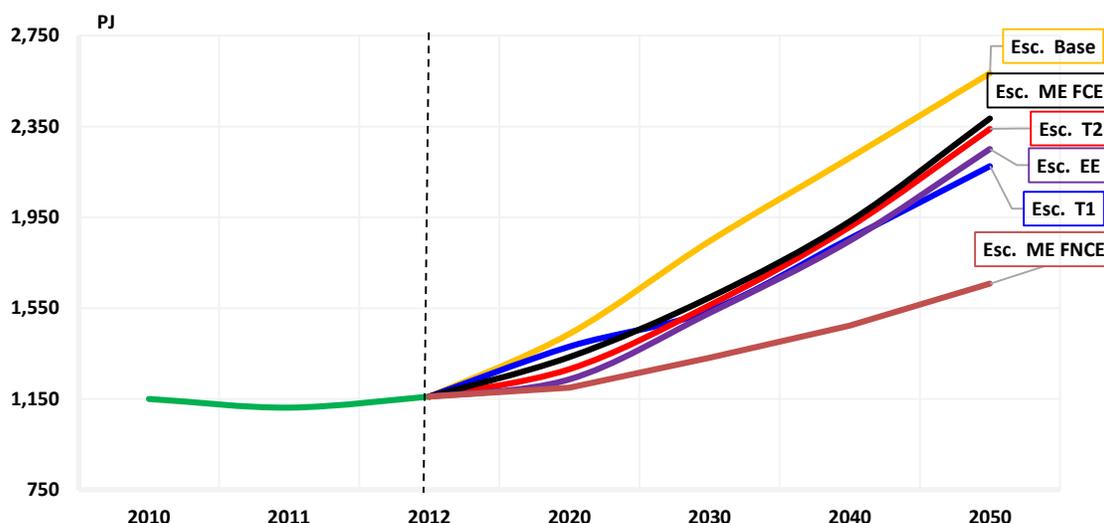


En la Tabla 5-3, la Tabla 5-4 y la Tabla 5-5, así como en el rango de graficas comprendido entre la Gráfica 5-6 y la Gráfica 5-13, se compila la evolución de los 4 escenarios alternativos propuestos.

De los resultados obtenidos se concluye:

- En el escenario T1 para el sector transporte se asume la penetración de vehículos que utilizan electricidad, gas natural licuado y GLP como energéticos. En el resto de sectores se asume una reducción significativa de los energéticos tradicionales, leña y carbón de leña, entre los años 2010 y 2020, el consumo del primero se reduce en 27% y del segundo en 41%, debido a su reemplazo por otros energéticos más eficientes. Con respecto al escenario base, la canasta energética sigue siendo dominada por la demanda por diésel oil, gas natural, electricidad y gasolina motor, pero el consumo de energía en el año 2050 se reduce alrededor de 9%.

Gráfica 5-14. Evolución demanda por energéticos por procesos de transformación (PJ)



Fuente de datos: Balance Energético Nacional 2010 – 2012, UPME

Fuente de gráfica: UPME

- En el escenario T2 se aprecia un incremento en el consumo del bagazo, de los residuos, del biodiesel y del alcohol carburante, como parte de una política de impulso a las biomásas, con la que se espera que tengan un crecimiento promedio anual de 2.4%. Con respecto al escenario base, la participación de las biomásas en el año 2050 aumenta de un 4% a un 7%, pasando de un consumo de 82.83PJ a un consumo de 134.08PJ.
- En el escenario ME, la electricidad tendrá una participación del 90% del mercado energético en 2050. El total de energía consumida en el año 2050 en este escenario es de 1.609PJ, lo que representa una disminución del 28% con respecto a la energía demandada para el mismo año en el escenario base, sustentada en una mayor eficiencia que se espera lograr en los procesos por el cambio tecnológico.
- Si bien la demanda final en el escenario ME es menor que en los otros escenarios (Gráfica 5-14), la demanda primaria termina siendo la más grande (Gráfico 5-15). Esto se debe a la canasta de energéticos para generación que se incluyó en ese escenario. Es factible desarrollar un escenario alternativo, que contemple una canasta inclinada hacia las energías renovables, disminuyendo el uso de combustibles fósiles. Se han desarrollado modelos a nivel mundial, en los cuales se evalúa la posibilidad de suministrar toda la demanda con energías renovables. Jacobson y Delucchi¹²⁷ muestran análisis técnicos y políticos al respecto.

¹²⁷ Providing all global energy with wind, water, and solar power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials, Part II: Reliability, system and transmission costs, and policies, Mark A. Delucchi,, Mark Z. Jacobson, Energy Policy 39, 2011

En un escenario volcado a renovables, la energía primaria sería menor que en uno que use fósiles como carbón y gas natural. La UPME está adelantando análisis en este sentido, con el fin de desarrollar una alternativa factible que utilice energía solar, eólica y de biomasa, además de la opción hidráulica.

- En el escenario EE, la energía final con respecto al escenario base disminuye en promedio en un 11%. Dicha reducción se presenta por el aumento en la eficiencia descrita en los supuestos, así como en la sustitución de energéticos, como por ejemplo la leña por gas natural o carbón mineral. Adicionalmente se aprecia una mayor diversidad en la canasta energética.
- Para los procesos de transformación, el energético de mayor participación en 2050 para 3 de los 4 escenarios alternativos es el petróleo (Escenarios: T1, T2, y EE). Su consumo está sujeto a la cantidad de barriles que puedan procesar diariamente las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena. También se puede apreciar que los cambios en participación de los diferentes energéticos están en gran medida sujetos a la generación de energía eléctrica, ya que la mayor variación se presenta en energéticos como el carbón y la hidroelectricidad. Por ejemplo, en el escenario ME Fuentes Convencionales de Energía, FCE, en conjunto estos dos energéticos alcanzan un valor de casi 1.300 PJ para el año 2050, como consecuencia de un consumo de más de 1.400 PJ de electricidad en los sectores de consumo final.
- En la Gráfica 13 y en la Gráfica 14 se aprecia la comparación de las evoluciones de los diferentes escenarios a 2050. Por ejemplo, se resalta el escenario ME FCE, en el cual la demanda de energía en sectores de consumo final es la menor de todos los escenarios, pero por la cantidad de electricidad demanda, en los procesos de transformación, es el escenario que necesita mayor cantidad de energía primaria por la utilización de energéticos como el carbón y el gas natural para la generación de energía. En cambio en el escenario ME Fuentes No Convencionales de Energía, FNCE, la demanda de energía en los procesos de transformación es la menor, como consecuencia del uso intensivo de renovables no convencionales para la generación de energía eléctrica.

ANEXO: LA PLANEACIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

El primer esfuerzo integrado de planeación energética se dio en Colombia entre los años 1979 y 1982. En ese entonces el Departamento Nacional de Planeación reunió a más de 50 profesionales para que realizaran un diagnóstico y formularan políticas de largo plazo para el sector energético Colombiano. El resultado fue un documento que se llamó “Estudio Nacional de Energía”^{128,129}. La planeación energética era entonces una disciplina novedosa, razón por la cual un capítulo entero se dedica a explorarla y definirla. El período de planeación se extendía hasta el año 2000. Si bien el esfuerzo analítico de integración fue considerable, se terminó analizando la expansión en forma independiente para cada subsector. En lo que respecta al sector eléctrico, el ENE se adhirió a los resultados del ESEE (Estudio del Sector de Energía Eléctrica). Se miraron las opciones para Carbón, Hidrocarburos, Gas y Uranio.

Una década después se creó la Comisión Nacional de Energía (CNE), ente temporal que buscaba darle un vuelco al sector energético, y fue la promotora de las leyes Eléctrica y de Servicios Públicos. Esta Comisión generó estudios de planeación de largo plazo sobre los diferentes subsectores. Estos documentos fueron revisados y compilados por la UPME, que publicó el primer Plan Energético Nacional, 1994-2008. Este Plan fue el resultado de procesos amplios liderados por la CNE. El nivel de ejecución de este plan tal vez ha sido el más alto de todos los publicados por la UPME, principalmente por los acuerdos que se lograron por la CNE, así como por el compromiso de reestructurar el sector, que había sufrido una crisis de racionamiento eléctrico, generado por retrasos en proyectos y en inversión.

Igualmente, el Banco Mundial anunció su intención de disminuir los créditos para infraestructura, lo que llevó a muchos países a privatizar los sectores energéticos con el objeto de financiar su desarrollo a través de capital privado. En este plan se planteó el uso del gas de la Guajira, a través de lo que se llamó Plan de Masificación de Gas. De igual manera se acometió el esfuerzo de cambiar los usos finales, sacando el cocinol y la electricidad de la cocción y del calentamiento residencial. Se planteó el gasoducto troncal, Ballenas-Barranca, la creación de acuerdos de compra de energía con promotores privados (PPA's).

En la parte institucional hubo una adecuación extensa a los objetivos del PEN. Se generaron documentos CONPES para los diferentes aspectos clave del PEN, lo que generó un nivel de ejecución alto.

¹²⁸ “Demanda de Energía en el Estudio Nacional de Energía ENE de Colombia - Metodología y Resultados” Diego Otero Prada, Bogotá, Julio de 1984, Mimeo

¹²⁹ Estudio Nacional de Energía, Informe Final, Ministerio de Minas y Energía, Departamento Nacional de Planeación, Fondo Nacional de Proyectos para el Desarrollo. Bogotá, Junio de 1982

Después se publicó el siguiente Plan, que se llamó “Autosuficiencia Energética Sostenible”. Era la continuación de las estrategias del PEN anterior, actualizadas en su nivel de ejecución. Se tocaron aspectos tales como el uso del gas en el sector transporte, el cambio en las reglas de concesión y explotación petroleras con el fin de aumentar la competitividad del país y aumentar la producción, y se empezó a hablar de las interconexiones internacionales.

Los capítulos del plan “Autosuficiencia Energética Sostenible” abordaron:

- Gestión Eficiente de la Demanda y Uso racional de Energía
- Abastecimiento Pleno y Eficiente
- Optimizar la Contribución de las Exportaciones Energéticas
- Energizar las Áreas Rurales y Contribuir al Desarrollo Regional
- Mejorar y Conservar la Calidad Ambiental
- Impulsar Decididamente la I&D
- Consolidar la Modernización Institucional

El proyecto siguiente empleó una metodología nueva, llamada “análisis de escenarios”, la cual sirvió para plantear cuatro futuros diferentes en el sector energético. Este trabajo se publicó bajo el nombre de “Futuros Energéticos”. Se trató de un proceso amplio que logró un nivel de participación grande por parte de los actores del sector. Tal vez la principal conclusión del proceso fue el alto impacto que genera el conflicto guerrillero en el futuro energético del país. Los escenarios, cuatro en total, eran guiados por el nivel de resolución o profundización del conflicto y el nivel de inserción del país en la globalización. Si bien el proceso fue enriquecedor para todos los participantes, impactó muy poco el siguiente Plan

Se hicieron trabajos posteriores en los cuales se asociaron escenarios de PIB y de demanda energética a cada uno de los cuatro escenarios del ejercicio mencionado de escenarios con el fin de generar el siguiente Plan Energético, pero los cambios en la dirección del Ministerio de Minas y Energía y de la UPME le restaron continuidad al proceso.

El siguiente Plan se llamó “Estrategia Energética Integral, visión 2003-2020”. En él se buscaba la extensión de los mecanismos de mercado a todos los energéticos, la utilización de la eficiencia asignativa como principio rector de la expansión y la búsqueda de la suficiencia energética, principalmente.

En ese plan se propuso la separación de Ecopetrol de las actividades de planeación del sector, y su concentración en las labores de exploración y producción. Se involucró participación privada en esta empresa y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos como ente rector en materia de administración de los recursos hidrocarburíferos. Debido a la gran posibilidad de que Colombia se convirtiera en importador neto de combustibles líquidos se tomó la decisión de llevar el diesel y la gasolina a precios internacionales.

En la implantación de la ley URE (N° 697 de 2001) se creó una línea de crédito en la Banca de segundo piso (con Bancoldex) pero el proceso no tuvo el éxito esperado, tal vez por falta de promoción y la ausencia de mecanismos dinamizadores del crédito URE.

Los objetivos eran:

- Garantizar el aporte a la Balanza Comercial y a los Ingresos de la Nación
- Consolidar el esquema competitivo en los diferentes mercados
- Profundizar el Plan de Masificación de Gas
- Ampliar y garantizar la oferta interna con precios eficientes y alta calidad
- Favorecer el desarrollo regional y local
- I&D: Incorporación de nuevas fuentes y tecnologías
- URE
- Aspectos Ambientales

El siguiente Plan se denominó “Contexto y Estrategias 2006-2025”. El plan continuó los lineamientos básicos de los planes que lo antecedieron. En este Plan se cambió del concepto de autosuficiencia al de abastecimiento pleno. Se hablaba también de la necesidad de reforzar el sistema de poliductos, pues estaba latente la posibilidad de tener que importar diesel debido al crecimiento sostenido que había registrado su consumo. Se habló también del marco regulatorio del GLP y su uso en petroquímica. Se destacan los siguientes aspectos:

- Objetivo central: Maximizar la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del país
- Objetivos Específicos
 - ✓ Asegurar la disponibilidad y el pleno abastecimiento de los recursos energéticos para atender la demanda nacional y garantizar la sostenibilidad del sector energético en el largo plazo
 - ✓ Consolidar la integración energética regional
 - ✓ Consolidar esquemas de competencia en los mercados
 - ✓ Maximizar cobertura con desarrollo local
 - ✓ Temas Transversales
 - Ciencia y Tecnología
 - Información, promoción, capacitación
 - Marco institucional y normativo
 - Medio Ambiente y salud pública
 - URE y FNCE

El siguiente esfuerzo de planeación se realizó en el año 2010¹³⁰.

En este documento lo que antes se llamó “OBJETIVO CENTRAL” se formula aquí en términos de una visión de largo plazo: “Explotar el potencial del país como exportador de energía, a partir de cadenas locales de valor agregado y garantizar a su vez el abastecimiento energético nacional en el corto, mediano y largo plazo, con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, competitividad y viabilidad.

Todo lo anterior bajo el marco del desarrollo sostenible considerando dimensiones económicas, tecnológicas, ambientales, sociales y políticas”.

Los objetivos fueron los siguientes:

- Reducir la vulnerabilidad del sector energético colombiano en todas las cadenas de suministro energético y aumentar su disponibilidad y confiabilidad
- Maximizar la contribución del sector energético colombiano a las exportaciones, a la estabilidad macroeconómica, a la competitividad y al desarrollo del país
- Aprovechar los recursos energéticos de Colombia con criterios de sostenibilidad teniendo en cuenta las nuevas tendencias mundiales benéficas para el país
- Armonizar el marco institucional para la implementación de la política energética nacional

LOS PROPÓSITOS DE RIGOR DE UN PLAN ENERGÉTICO NACIONAL, PEN

Como puede deducirse de los objetivos planteados en los diferentes planes colombianos, existe una constante en la forma y clase de los mismos. Por tanto, existe una estructura casi que obligatoria que debe ser tenida en cuenta o los propósitos de rigor del PEN. Estos son:

- Seguridad del suministro y diversificación de la canasta
 - Confiabilidad y calidad del servicio
 - Cubrimiento de la demanda
- Asequibilidad al servicio y equidad social
 - Universalización del servicio
 - Costos de la energía y capacidad de pago
- Impactos de obras de infraestructura
 - Mitigación de impactos ambientales y de efectos negativos del cambio del clima: Eficiencia energética, Energías renovables, Bajas emisiones de CO₂, reducción de vulnerabilidad
 - Generación de valor en obras de infraestructura y reducción de efectos negativos sobre las comunidades

¹³⁰ PEN 2010-2030. Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo y actualización de sus estrategias de desarrollo. Informe Final, Unión Temporal Universidad Nacional y Fundación Bariloche-Política Energética