

IMPACTO FISCAL DE LA VOLATILIDAD DEL PRECIO DEL PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Andrés Arroyo Peláez
Fernando Cossío Muñoz



NACIONES UNIDAS

CEPAL



cooperación
española

Impacto fiscal de la volatilidad del precio del petróleo en América Latina y el Caribe

**Estudio sobre las causas y las consecuencias de la caída
de los precios del petróleo y análisis de opciones
de política para encaminar sus impactos**

Andrés Arroyo Peláez
Fernando Cossío Muñoz



Esta investigación fue coordinada y elaborada por Andrés Arroyo, Oficial de Asuntos Económicos de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), y Fernando Cossío Muñoz, consultor de la CEPAL y experto internacional en política fiscal, en el marco del programa de cooperación entre la CEPAL y la Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID).

Los autores agradecen a Manlio Coviello, Jefe de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la CEPAL por el apoyo a esta investigación.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial son de entera responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

Índice

Introducción	7
I. América Latina en el mercado global del petróleo.....	9
II. El precio del petróleo: causas de su reciente volatilidad	13
A. Factores que impactaron la oferta de petróleo	13
B. Factores que impactaron la demanda de petróleo	16
C. Proyecciones sobre el precio del petróleo	18
III. Impactos sobre el sector fiscal.....	21
A. Cuentas fiscales y ajustes por hidrocarburos	21
B. Régimen fiscal sobre la producción/exportación de hidrocarburos	22
1. Características especiales del sector petrolero para el sistema tributario	23
2. La propiedad del petróleo y su impacto en el ámbito fiscal	24
3. Principios y sistemas fiscales para el sector petrolero.....	26
4. Caso de estudio: un nuevo régimen fiscal para hidrocarburos en México	28
5. Estadísticas fiscales de la producción y exportación de petróleo	34
6. Caída del precio de exportación: análisis y recomendaciones	40
C. Régimen fiscal sobre el consumo/importación de hidrocarburos	43
1. Características especiales del sistema tributario para el sector petrolero	43
2. Fijación de precios de los hidrocarburos.....	43
3. Impuestos sobre el consumo de hidrocarburos	44
4. Subsidios al consumo de hidrocarburos	46
5. El traspaso de los cambios en los precios internacionales de petróleo.....	49
6. Estadísticas fiscales del consumo e importación de petróleo	50
7. Caída del precio de importación: análisis y recomendaciones	53
IV. Otros impactos importantes sobre la economía	55
A. El nexo del petróleo con otras materias primas.....	55
B. Impactos sobre el sector externo, tipo de cambio y crecimiento económico.....	58
1. El saldo comercial de petróleo	62
2. Endeudamiento externo bilateral.....	64
C. Inversión en el sector energético	71
1. Impactos sobre la inversión en hidrocarburos.....	71
2. Impacto sobre la inversión en energías renovables.....	73
V. Recomendaciones y conclusiones	75

Bibliografía.....	77
Anexo.....	81

Cuadros

Cuadro 1	Instrumentos usualmente aplicados en regímenes fiscales de hidrocarburos y su prevalencia a nivel mundial, cerca al año 2012	27
Cuadro 2	América Latina y el Caribe (países seleccionados): ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos en proporción al ingreso del gobierno general	35
Cuadro 3	América Latina y el Caribe (países seleccionados): ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos en proporción al PIB	36
Cuadro 4	América Latina y el Caribe (países seleccionados): renta económica de hidrocarburos ^a en proporción al PIB	36
Cuadro 5	Sector destino y características del financiamiento externo bilateral entre China y países productores y/o exportadores de petróleo de la región, 2014	67
Cuadro 6	América Latina y el Caribe: impacto del precio del petróleo y gas natural sobre la competitividad de hidrocarburos y energía renovable (neto de impuestos y subsidios), cerca del 2014 y estimación al 2030	74
Cuadro A.1	América Latina y el Caribe (países seleccionados): sistemas fiscales para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, 2014	82

Gráficos

Gráfico 1	Distribución de reservas probadas de petróleo en 1994, 2004 y 2014	9
Gráfico 2	Ratio reservas – producción (R/P) de petróleo.....	10
Gráfico 3	Producción y consumo de petróleo por región	11
Gráfico 4	Evolución del mercado mundial del petróleo, 1985-2016.....	15
Gráfico 5	Evolución del consumo petrolero y sus determinantes, por grupo de países 2003-2013	18
Gráfico 6	Prospectos de corto plazo para el precio del petróleo Brent.....	19
Gráfico 7	México: el comportamiento de la renta económica y la rentabilidad del inversionista ante el régimen fiscal, tasas de descuento y precios del petróleo. El caso del desarrollo de los recursos en aguas someras	33
Gráfico 8	América Latina y el Caribe (países seleccionados): ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos, renta de hidrocarburos y proporción de ingresos tributarios y no tributarios	37
Gráfico 9	América Latina y el Caribe (países seleccionados): recaudación fiscal por actividades de exploración y producción de hidrocarburos ante el precio del petróleo, 2003-2014	38
Gráfico 10	Ejemplo: Impacto de la introducción de un impuesto específico sobre la gasolina	46
Gráfico 11	Estimación del valor mundial de los subsidios directos sobre el consumo y producción de recursos naturales, 2011	48
Gráfico 12	Subsidios post-impuesto al sector energético por región y por producto, 2013	48
Gráfico 13	Ajustes de precios y traslado de las variaciones del precio internacional del petróleo a precios locales de los combustibles.....	50
Gráfico 14	América Latina y el Caribe (países seleccionados): relación del precio internacional del petróleo y los precios de la gasolina al consumidor final, bianual 2006-2014	51
Gráfico 15	Consumo de gasolina por persona y países, 2010 y 2014	53
Gráfico 16	El precio del petróleo y su relación con el precio de otras materias primas, 2008-2014 y estimación 2015-2020.....	56
Gráfico 17	Volatilidad del precio de las materias primas y sus principales causas evidenciadas a lo largo del último siglo.....	58

Gráfico 18	América Latina y el Caribe (países seleccionados): tipo de cambio nominal respecto al dólar, variación entre el primer semestre de 2015 y el primer semestre de 2014	59
Gráfico 19	Participación de las materias primas en el total de las exportaciones, promedio 2010-2012	59
Gráfico 20	El impacto de la caída del precio de las materias primas en la balanza comercial	60
Gráfico 21	Origen y destino de las exportaciones de petróleo por parte de países de la región, 2014	63
Gráfico 22	América Latina y el Caribe: saldo comercial del petróleo y el gas natural y saldo en cuenta corriente, 2005 y 2014	64
Gráfico 23	Impacto de los precios del petróleo para países importadores de petróleo bajo la iniciativa PETROCARIBE.....	69
Gráfico 24	América Latina y el Caribe: inversión en exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos ante la evolución internacional de precios y costos, 2004-2015.....	71

Introducción

La volatilidad de los precios del petróleo en la última década fue muy significativa, desde el incremento de mediados del año 2008 cuando el precio llegó alrededor USD 140 por barril y su posterior caída a menos de USD 40 por barril a principios de 2009 debido a la crisis financiera, pasando por una paulatina pero sostenida recuperación hasta llegar a más de USD 100 por barril en junio de 2014 y nuevamente caer a la mitad a partir de inicios del año 2015. Este no es un fenómeno nuevo, en las décadas de los 70's y 80's se registraron episodios similares, y de hecho en el último siglo han existido pocos periodos cuando los precios del petróleo fueron estables, sin embargo en las últimas décadas la volatilidad del precio del petróleo se ha incrementado significativamente.

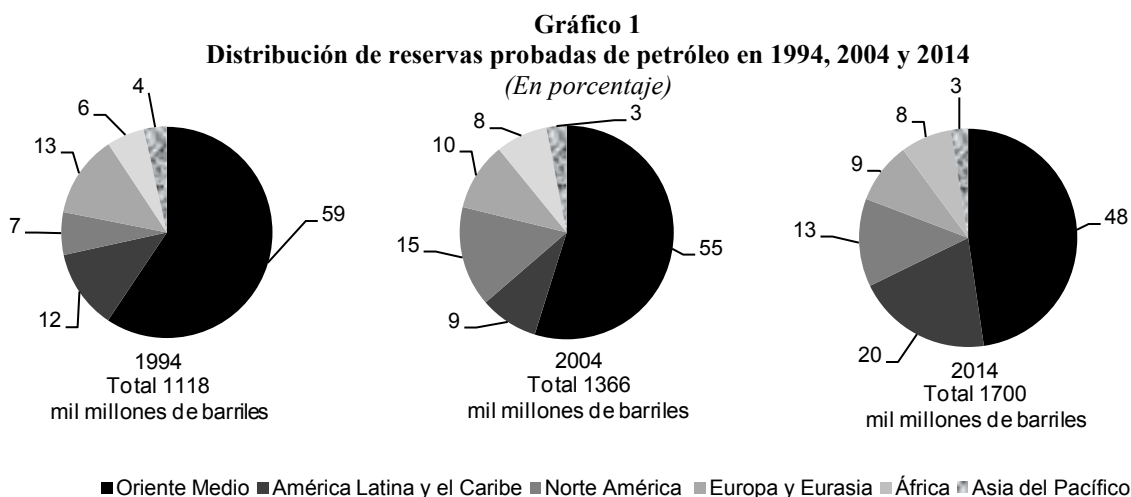
La región de América Latina y el Caribe, es importante respecto a su participación en el mercado global de combustibles fósiles, situándose como la segunda región del mundo con mayor cantidad de reservas de petróleo. De distinta manera, los niveles de producción y consumo de hidrocarburos de la región son relativamente menores en su participación global. Cada país de la región es heterogéneo respecto su matriz energética, y si bien existen países de la región que producen, exportan y además importan hidrocarburos, en términos generales se puede dividir América Latina y el Caribe en dos grandes grupos, los que son exportadores netos de hidrocarburos y los que son importadores netos.

La caída del precio internacional del petróleo, como un producto básico y fundamental para el desenvolvimiento de la economía, conllevará importantes impactos para los países de la región. Impactará a productores, consumidores y a los gobiernos, en diferente medida y de manera distinta, representando diferentes costos y beneficios; tendrá efectos positivos y negativos en el ámbito económico, comercial y político; representará importantes desafíos y presentará valiosas oportunidades en el ámbito macroeconómico y fiscal. Es en éste contexto que el presente documento estudia las causas y las consecuencias de la caída en los precios del petróleo y analiza las de opciones de política fiscal para encaminar (ya sea aprovechando o mitigando) sus impactos.

El siguiente estudio contempla en el primer capítulo un análisis del rol de América Latina y el Caribe dentro del contexto global en el que se desenvuelve el sector de los hidrocarburos; el segundo capítulo estudia los factores que impactaron la oferta y la demanda, y las causas de la volatilidad en los precios del petróleo. El tercer capítulo estudia los impactos sobre el sector fiscal, dividiendo el análisis entre los países productores/exportadores de petróleo y los consumidores/importadores, mientras que el cuarto analiza los impactos sobre otros ámbitos de la economía que incluye un análisis sobre los nexos del petróleo con otras materias primas, los impactos sobre el sector externo, el tipo de cambio, crecimiento económico, endeudamiento externo y las inversiones en el sector petrolero y de las energías renovables; el último capítulo presenta las recomendaciones y conclusiones del estudio.

I. América Latina en el mercado global del petróleo

En un contexto global, la región de América Latina y el Caribe, es importante respecto a su participación en depósitos de petróleo. Está posicionada como la segunda región del mundo con mayor cantidad de reservas de petróleo. El crecimiento notable en las reservas de petróleo y gas natural en las últimas décadas se deben especialmente a la República Bolivariana de Venezuela, y a exploraciones exitosas en el Brasil, Colombia y el Ecuador. Al año 2014 las reservas mundiales probadas de petróleo alcanzaron los 1.700 miles de millones de barriles, suficiente para cubrir 52 años de producción global, representando la región el 20% de este monto¹. El gráfico 1 a continuación muestra la evolución de la distribución mundial de reservas durante las tres últimas décadas.

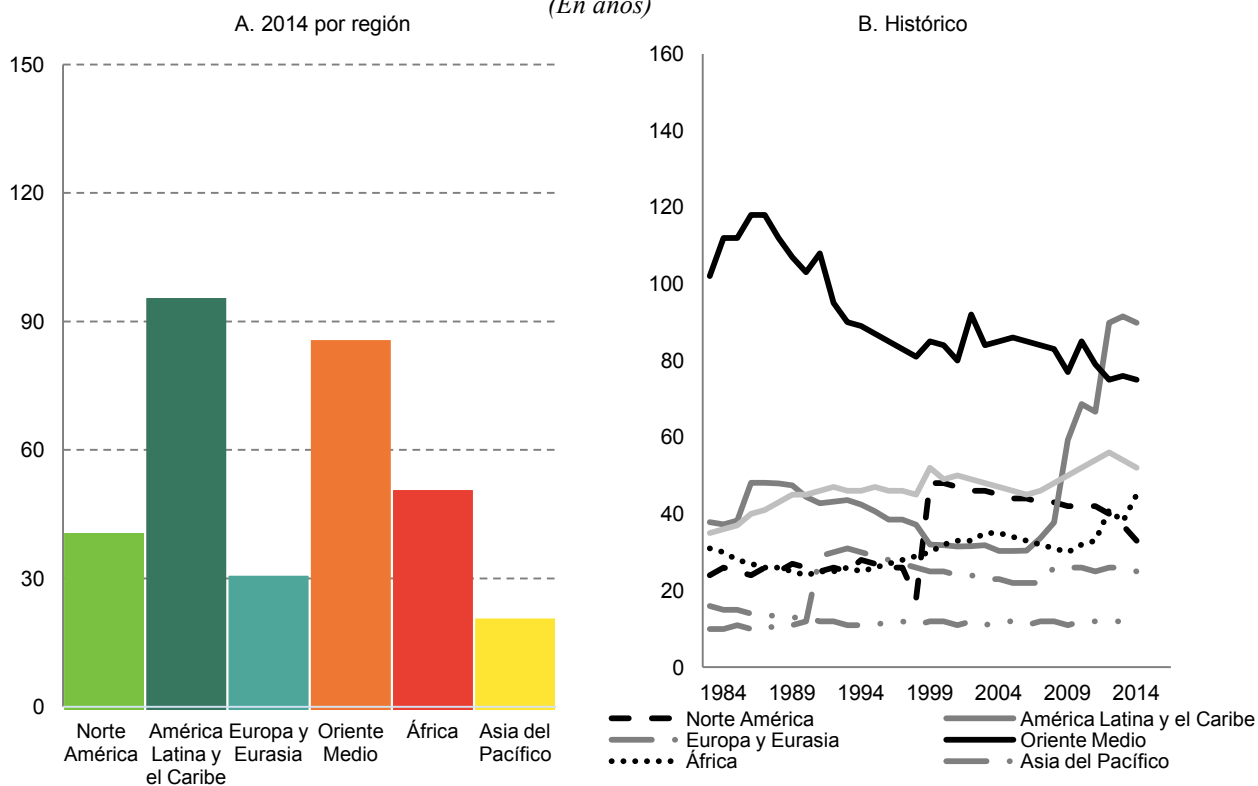


Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

¹ El más importante incremento en las reservas provino de Arabia Saudita, que añadió 1.100 millones de barriles. La más importante declinación se produjo en Rusia donde las reservas cayeron 1.900 millones de barriles. Los países de la OPEC mantienen todavía la mayor parte de las reservas mundiales y en la región las reservas probadas de petróleo han incrementado en cerca 200% la última década, equivalente a más de 220.000 millones de barriles, debido a la certificación de los volúmenes presentes en la Faja del Orinoco en Venezuela (Rep. Bol. de) a partir del año 2008.

En los últimos años la producción mundial de petróleo ha incrementado considerablemente, mientras que producción regional, a pesar de haber incrementado en términos absolutos, comparativamente no ha demostrado un importante desarrollo. La relativa importancia regional en el nivel de reservas, en contraste con los niveles de producción, demuestran un índice de reservas (R) en relación la producción (P) muy elevado en torno a los 90 años. Por un lado este elevado índice (R/P) puede interpretarse como una importante oportunidad de crecimiento para el sector, y por otro, nos demuestra que el crecimiento en los niveles de producción en los últimos años ha tenido rezagos respecto a otras regiones del mundo y en relación a su potencial. El gráfico 2 demuestra la relación R/P para el año 2014 y la evolución de este índice a lo largo de las últimas cuatro décadas.

Gráfico 2
Ratio reservas – producción (R/P) de petróleo
(En años)

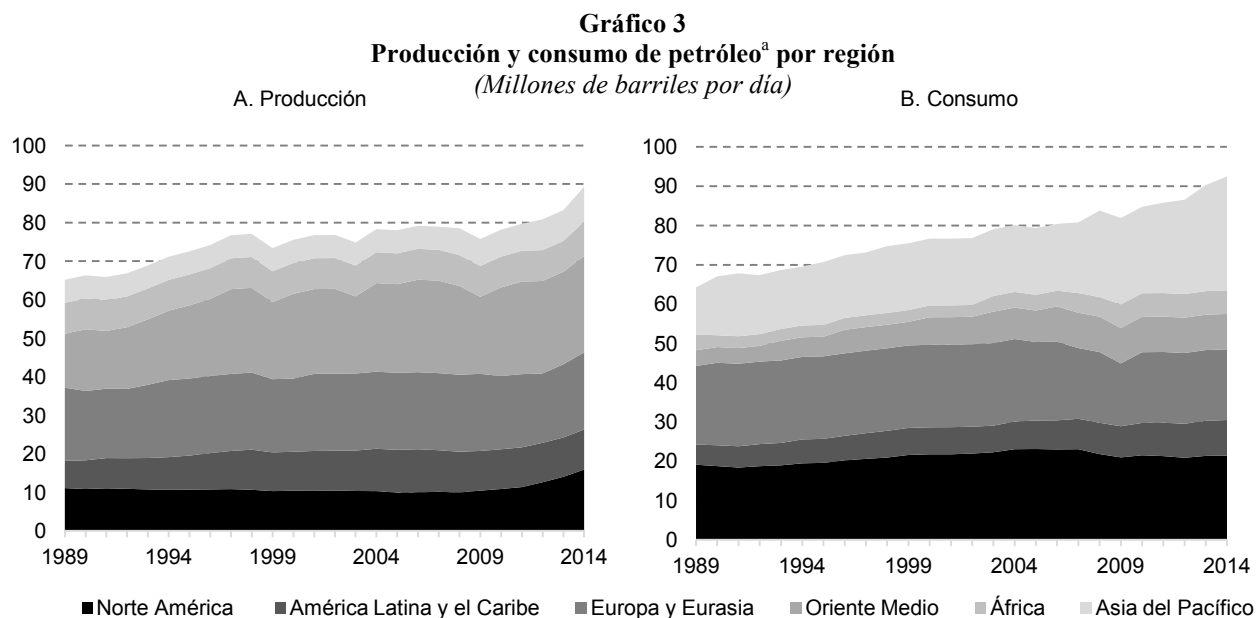


Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

A diferencia del nivel de reservas, los niveles de producción y consumo de la región son relativamente menores en su participación global². El balance entre la producción y el consumo a nivel regional no demuestra actualmente un desfase importante en comparación con otras regiones del mundo (e.g. Asia del Pacífico), sin embargo, en América Latina y el Caribe el crecimiento de la demanda ha sido relativamente inelástico con relación a las fluctuaciones de precio, demostrando un incremento sostenible de demanda, y es por esto que en el largo plazo el menor crecimiento de la oferta petrolera respecto de la demanda regional puede ocasionar un problema de suministro y

² La producción mundial de petróleo superó el consumo en el año 2104, incrementando 2,1 millones de barriles día. Todo el crecimiento se dio en países ajenos a la OPEP, como los EEUU el cual registró un incremento de 1,6 millones de barriles día. La producción de la OPEP se mantuvo esencialmente plana, con declinaciones de los productores africanos del cartel compensadas con incrementos de Oriente Medio. El consumo global incrementó en 0,8 millones de barriles día proveniente en su totalidad de economías emergentes como la China que tuvo un incremento que estuvo por debajo de su promedio, pero todavía representó el más importante incremento del consumo registrado.

seguridad energética y conducir a una disminución del volumen disponible para exportaciones a futuro (CEPAL, 2013). El gráfico 3 demuestra los niveles de producción y consumo en el mundo.



Fuente: Elaboración propia en base a BP Statistical Review of World Energy, Junio 2015.

^aLa producción incluye petróleo crudo y líquidos del gas natural. La demanda incluye biocombustibles.

Cuando a las tres variables analizadas, i.e. Reservas, Producción y Consumo, se añade la variable de la variabilidad del precio del petróleo las conclusiones que se pueden inferir son significativas. En base al análisis de la CEPAL (2013) se puede observar que para la región, el aumento de los precios internacionales evidenciado hasta el año 2013 impactó de modo diferenciado en la oferta y la demanda de hidrocarburos. En el caso de la oferta, los precios se tradujeron en un incremento moderado de la producción, lo cual permitió aumentar la oferta; en el caso de la demanda, el alza de precios no repercutió significativamente el consumo, esto puede estar relacionado a los niveles de subsidio a los derivados del petróleo que existen en diferentes niveles en los países de la región.

II. El precio del petróleo: causas de su reciente volatilidad

Después de una década de precios altos de materias primas y a partir del fin de la crisis financiera internacional del año 2009, el denominado “superciclo” del precio del petróleo oficialmente finaliza el segundo semestre de 2014.

Desde un precio del petróleo de más de 100 dólares en junio de 2014 a cerca la mitad a inicios del año 2015; la disminución de más del 50 por ciento se explica tanto por factores geopolíticos y económicos coyunturales cuanto por factores tecnológicos y de consumo estructurales que permitieron un exceso de oferta por sobre la demanda petrolera mundial en los últimos años. Ésta situación aunque no es nueva en el mercado petrolero mundial³ genera incertidumbre y expectativas en cuanto a si los precios tocaron fondo y si esta baja será de corto o largo plazo.

A. Factores que impactaron la oferta de petróleo

El crecimiento de la oferta petrolera se estima contribuyó en 60 por ciento a la caída en precios durante el periodo Junio a Diciembre 2014, lo cual se estima repercutirá en un aumento en la actividad global proyectada de entre 0,3 y 0,7 puntos porcentuales para el año 2015 (Banco Mundial, 2015a).

El anterior evento estuvo caracterizado por la competencia entre los principales productores como Estados Unidos, Arabia Saudita y Rusia, con una producción en torno a los 12 millones de barriles por día los cuales impulsaron el crecimiento de la producción mundial hasta situarse en cerca 93 millones de barriles día al 2014, lo cual representó un superávit de cerca 1 millón de barriles día respecto al consumo petrolero mundial. Se estima que este exceso de producción perduraría en el mediano plazo permitiendo bajos precios del petróleo WTI y Brent en torno a 65 y 70 dólares respectivamente el año 2016 (ver gráfico 4A). En el punto C se muestra las proyecciones sobre el precio del petróleo.

³ Caídas comparables en precio durante las últimas décadas pudieran ser aquéllas del 60% del periodo Enero a Junio de 1986 dada por el aumento en la oferta mundial y cambio de política OPEP; del 45% de Octubre 1990 a Abril 1991 influida por la recesión estadounidense; del 30% de Octubre de 1997 a Abril de 1998 dada por la crisis asiática; del 30% de Mayo a Noviembre de 2001 propiciada por la contracción económica estadounidense y del 70% de Junio a Diciembre de 2008 por la crisis financiera internacional.

Ante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la anterior situación representa una amenaza de pérdida de mercado respecto al actual 40% de participación del cartel. Por este motivo es que en reuniones de la OPEP de Noviembre de 2014 y Junio de 2015, se reafirmó el objetivo de seguir produciendo la cuota de 30 millones de barriles de petróleo día, aparentemente, con el fin de mantener los bajos precios ante un exceso de oferta y desplazar del mercado a competidores con altos costos de producción presentes en países como los Estados Unidos y Rusia. Esta estrategia resulta ser contraria a la observada durante la crisis de precios de mitad de los años ochenta influida por el aumento en la producción mundial en yacimientos del Mar del Norte y Alaska, en la cual la reducción paulatina de la producción hasta los 16 millones de barriles día propició una disminución de los recursos económicos y pérdida de poder de mercado principalmente para los países árabes del cártel.

La estrategia de soportar bajos precios del petróleo en el corto plazo para contar con mayor participación de mercado en el largo plazo, continúa generando desavenencias entre miembros del cártel como Irán, Venezuela y Argelia —que dependen de precios de más de 100 dólares el barril para financiar sus presupuestos fiscales⁴— y aquéllos como Arabia Saudita que cuentan con reducidos costos de producción e importantes reservas internacionales netas suficientes para sobreponerse a esta coyuntura⁵.

La actual guerra civil en Yemen y el papel que pudiera jugar tanto Arabia Saudita como Irán ocasionan asimismo volatilidad e incertidumbre sobre los actuales precios en una región en conflicto que se inició a partir de la “primavera árabe” del año 2011. Sin embargo, la abundancia de producción petrolera mundial pudiera aumentar en la medida que Libia restablezca sus niveles de producción pre-guerra civil e Irak inicie la producción en reservorios de bajo costo. De manera análoga, el levantamiento de las sanciones comerciales estadounidenses y europeas hacia Irán respecto a la flexibilización de su programa nuclear iniciado a mediados de 2015⁶, se espera genere expectativas en cuanto a la mantención de bajos precios del petróleo ante una mayor producción y exportación iraní de petróleo y condensados al mercado mundial a corto plazo⁷.

En el último quinquenio el incremento de la oferta de los Estados Unidos propiciado por importantes niveles de inversión e innovación tecnológica en hidrocarburos no convencionales⁸, que actualmente representan 4 millones de barriles día y cerca de la mitad de la producción del país, ocasionó una mayor seguridad energética del país dada por un aumento en inventarios y reservas estratégicas de petróleo, los cuales al primer trimestre de 2015 alcanzaron niveles record cercanos a los 1,9 miles de millones de barriles y 38 días de consumo respectivamente. Asimismo, fruto del aumento de producción, el “spread” o diferencia entre el precio de referencia europeo Brent y el estadounidense WTI aumentó hasta los 8 dólares a marzo de 2015 (ver gráfico 4B).

⁴ En países OPEP el precio del petróleo Brent que equilibra el presupuesto público e iguala ingresos con egresos fiscales es variable al 2014, éste va desde los 70 dólares para Kuwait, Qatar y Emiratos Árabes, 95 dólares para Angola y Arabia Saudita, 110 dólares para Libia, 115 dólares para Iraq, 120 dólares para Ecuador, Venezuela, Argelia, Nigeria; y hasta 138 dólares para Irán (The Economist, 2014).

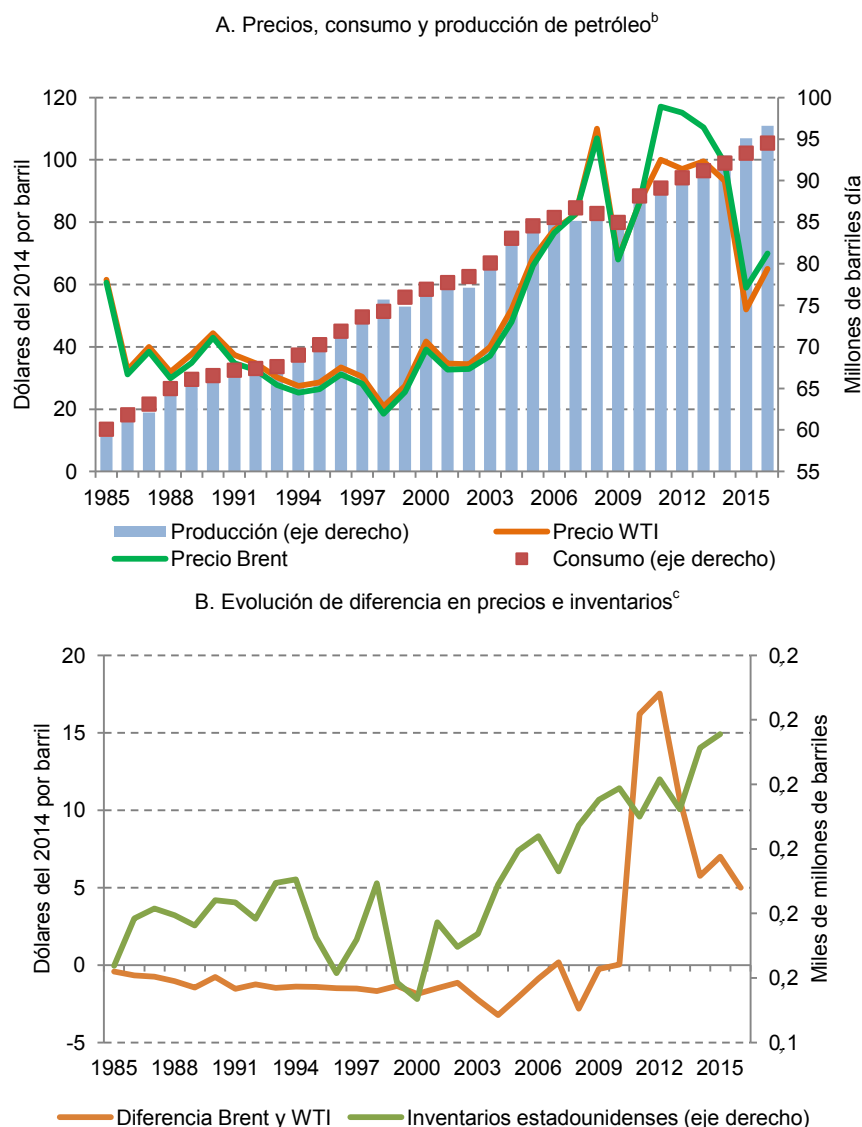
⁵ A finales de 2014 Arabia Saudita cuenta con reservas internacionales netas cercanas a los 737.000 millones de dólares (i.e. 97% del PIB y más de tres años de actual gasto fiscal) para enfrentar este shock de precios. Sin embargo, la persistencia de un precio del petróleo de 60 dólares, si todo lo demás se mantiene constante, implica que los países OPEP dejarían de percibir cerca 590 mil millones de dólares por año, dinero que ahorrarían importantes importadores y consumidores de crudo como los Estados Unidos, China y Japón. (The Washington Post, 2014a).

⁶ Esta medida pudiera asimismo estar relacionada tanto a la amenaza de los bajos precios del petróleo sobre la economía y el presupuesto público de Irán, cuanto por el interés geopolítico europeo de reemplazar la provisión rusa de gas natural por aquella iraní.

⁷ Se estima que la producción de petróleo iraní pudiera incrementarse en 1 millón de barriles día en dos meses. Asimismo la exportación demoraría entre tres y seis meses desde el levantamiento de las sanciones y otro tiempo requerido para llegar a un consenso entre los miembros de la Unión Europea respecto a la importación de crudo iraní (The Washington Post, 2 de Diciembre de 2014 y OGJ, 1 Junio de 2015).

⁸ La productividad de los no convencionales se da por la producción incremental unitaria por torre de perforación, la cual se reflejó en el 34% y en el 10% de incremento anual en la producción de petróleo en arenas compactas y de gas natural de esquisto respectivamente durante el periodo 2007-2014 (BP, 2015b).

Gráfico 4
Evolución del mercado mundial del petróleo, 1985-2016^a



Fuente: Elaboración propia en base a Energy Information Administration EIA, 2015.

^a Los años 2015 y 2016 son proyecciones de la EIA.

^b La producción incluye petróleo crudo y líquidos del gas natural.

^c Inventarios a final de período de petróleo crudo y derivados. Incluye las Reservas Estratégicas de Petróleo de los Estados Unidos.

La persistencia del diferencial de precios a corto y mediano plazo puede actuar a favor de la liberalización de las exportaciones de crudo estadounidense, vetadas a partir del embargo petrolero árabe de los años setenta⁹.

⁹ De levantarse la restricción a la exportación ante un aumento en la producción interna, el diferencial Brent-WTI disminuiría actuando sobre la mantención o incluso caída de los precios internos de los combustibles al tener éstos una alta correlación con un menor Brent resultante de esta política. Asimismo está en debate el grado en que el veto abarca a la producción de petróleo liviano proveniente de yacimientos no convencionales y en relación a los acuerdos de intercambio binacional de petróleo liviano estadounidense por petróleo pesado mexicano (EIA, 2015c).

Eventuales inversiones en infraestructura como el proyecto Keystone XL que uniría los reservorios de arenas bituminosas canadienses con los puertos del Golfo de México por oleoductos, impulsarían al país a ser el mayor productor y determinante exportador mundial de petróleo hacia el año 2020. En este sentido, la eliminación de las barreras al comercio pudiera coadyuvar a una menor volatilidad del mercado.

La mayor autosuficiencia petrolera estadounidense junto con el diferencial de precios en mercados regionales, incentivan un mayor comercio mundial petrolero tendiente a la maximización de ganancias propia de prácticas de arbitraje por parte de países productores regionales como México, Colombia y Brasil que durante el primer trimestre del 2015 sustituyeron parte de sus envíos de petróleo desde el mercado estadounidense al mercado asiático de mayor precio y cotización Brent.

La duración de los bajos precios del petróleo además de depender de decisiones de política, aspectos económicos y comportamiento del mercado, depende en gran medida del perfil de producción y operación en campos según el tipo de yacimiento. La flexibilidad, y por ende la reducción de la producción, con fines de propiciar la estabilización de precios, pudiera darse en la medida de que la corta vida del ciclo de inversión y producción de los pozos de reservorios no convencionales —dada por los pocos meses necesarios para actividades de perforación y fractura hidráulica así como elevadas tasas de disminución de la producción al primer año— se contraste con la vida de pozos convencionales¹⁰. En otras palabras, con fines de alcanzar la estabilización del mercado, queda en debate determinar el grado de flexibilidad de la producción no convencional norteamericana versus aquella convencional de países del Medio Oriente ante un mercado restrictivo de más largo aliento.

Expectativas de largo plazo respecto a una prolongada caída en precios pudieran ocasionar un aumento en las tasas de declinación de la producción y reducción en volúmenes certificados de reservas petroleras a través de la disminución, cancelación o postergación de inversión exploratoria y de desarrollo en proyectos ubicados en aguas (ultra) profundas en el Golfo de México, Brasil o Noruega, en reservorios no convencionales en Estados Unidos o Argentina y de arenas bituminosas o petróleo extra pesado en Canadá o Venezuela¹¹.

Asimismo un mercado restrictivo junto con altos niveles de endeudamiento financiero y pérdida de valor corporativo pudieran ocasionar que las políticas de empresas nacionales y privadas se enfoquen a la venta de acciones y fusiones hacia la reducción de costos, implementación de prácticas de eficiencia y ahorro; en una réplica a la ola de fusiones dada por la crisis financiera asiática de finales de los años noventa¹².

B. Factores que impactaron la demanda de petróleo

La contracción en la demanda petrolera mundial se estima contribuyó en 40 por ciento a la reciente caída en precios, siendo que este efecto tendría menor implicancia por sobre el crecimiento económico mundial que la caída en precios impulsada por el exceso de oferta antes explicado (Banco Mundial, 2015). Así, la recesión económica de países europeos y asiáticos de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), la cual representa la mitad del consumo mundial,

¹⁰ En este sentido está en debate la existencia de similitud entre la presente caída de precios con aquella de mediados de los ochentas en la cual en el transcurso de cuatro meses, desde noviembre de 1985 a marzo 1986, los precios se desplomaron en 67% y tardaron casi dos décadas en recuperarse debido al largo ciclo de inversión y producción de pozos convencionales (The Wall Street Journal Americas, 2015a).

¹¹ Los productores estadounidenses de petróleo de yacimientos no convencionales necesitan contar con precios de entre 50 y 90 dólares el barril equivalente de petróleo para decidir emprender este tipo de proyectos. Por el contrario, la inversión en proyectos de arenas bituminosas pudiera basarse sobre expectativas de precios a más largo plazo en torno a 35 dólares debido a los enormes costos iniciales, el tiempo de recuperación de la inversión y los prolongados periodos de explotación y producción requeridos. En todo caso, el grado de correlación o elasticidad de la producción a cambios en precio será específico al tipo de reservorio y país.

¹² Ver los casos de las fusiones entre Exxon-Mobil, Chevron-Texaco y Conoco-Phillips.

así como la desaceleración del crecimiento de países en desarrollo como China, representan las principales causas de reducción de la demanda mundial.

La devaluación del yuan chino, la disminución de las tasas de interés y el desplome de las bolsas de valores de Shanghai y Shenzhen —con el contagio sobre las bolsas mundiales en el denominado “lunes negro” del 24 de Agosto de 2015— son algunos aspectos que aumentaron la incertidumbre en torno al crecimiento económico chino estimado en 7 por ciento para los próximos años¹³. Asimismo esta situación coadyuvó al aumento de la volatilidad del mercado de las materias primas al generar expectativas en torno a la permanencia de bajos precios del petróleo a mediano plazo.

La volatilidad futura del mercado petrolero asimismo dependerá de la relación y comportamiento de los inversionistas financieros en los mercados de materias primas, en una práctica denominada “financiarización”, la cual asimismo impone costos adicionales de cobertura financiera y genera riesgo e incertidumbre relativos a la generación de burbujas especulativas¹⁴. En este sentido, será importante contar con mayores niveles de transparencia y fortalecimiento regulatorio en los mercados financieros internacionales.

Asimismo la apreciación del dólar estadounidense experimentada a partir del segundo semestre del 2014 tuvo un efecto negativo sobre el precio del petróleo en la medida de la disminución de la demanda de países que experimentaron un deterioro en el poder de compra de sus monedas¹⁵. En todo caso esta situación pudiera haber ocasionado que las exportaciones de estos países, con importante proporción de insumos locales en su producción, resulten ser más competitivas a nivel internacional.

En la última década tanto el crecimiento económico de países en desarrollo, como el caso de China que coadyuvó al “boom” de precios de las materias primas, cuanto al menor uso del petróleo en la generación de producto interno bruto (o disminución de la intensidad del petróleo) de países OCDE¹⁶, son las principales causas tanto del aumento como de la disminución del consumo petrolero mundial respectivamente. El crecimiento económico mundial del 2,5 por ciento por año de la última década influyó sobre el aumento del consumo de petróleo equivalente al 1,5 por ciento; especialmente debido a que su elasticidad con el precio estuvo influida por la aún considerable proporción del petróleo en la matriz energética y por la interacción entre políticas de liberalización de precios, con políticas de control de precios y la existencia de subsidios al consumo de combustibles que aún se dan en algunos países en desarrollo (ver gráfico 5).

Los bajos precios del petróleo generan una oportunidad para la eliminación de los subsidios al consumo de combustibles a través de un imprescindible consenso político y social, los cuales de darse generarían inherentes beneficios medioambientales y fiscales.

En este sentido, un menor consumo petrolero junto con una mayor competitividad de energías renovables, frutos de esta política, propiciarían una menor emisión de gases de efecto invernadero, menor contribución al calentamiento global¹⁷ y sostenibilidad fiscal en la medida que los recursos económicos

¹³ La Administración de Información Energética (EIA) estima que fruto de este crecimiento económico la demanda china de petróleo crecería a 11,34 millones de barriles diarios el año 2016, representando un incremento del 3,1% el cual contrasta con el salto del 11% que contribuyó al incremento de precios en más del 15% en el año 2010.

¹⁴ A pesar de que los crecientes flujos financieros al mercado petrolero pudieran haber contribuido a la creciente volatilidad del precio del petróleo evidenciada los últimos años; resulta difícil encontrar evidencia contraria respecto a que fuerzas especulativas o de financiarización hayan contribuido a la reciente caída en precios (Hussain et. al, 2015).

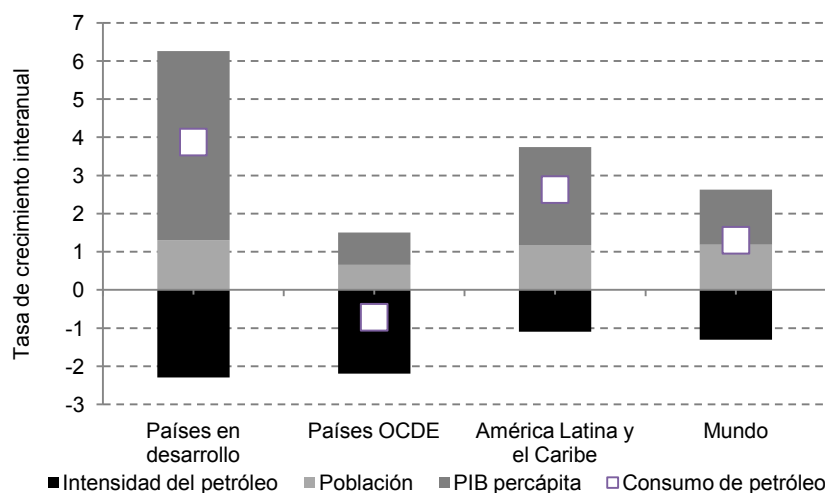
¹⁵ Se estima que un 10% de apreciación nominal promedio del dólar respecto a las monedas de los principales socios comerciales, como la evidenciada el segundo semestre del 2014, estaría asociada a una disminución de entre 3% y 10% en el precio del petróleo (Banco Mundial, 2015).

¹⁶ Los Estados Unidos a pesar de ser el principal consumidor mundial de petróleo con 20% del total, ha reducido en gran parte su consumo debido a mejoras en la eficiencia energética del transporte, dadas por el aumento desde 9 a 11 kilómetros por litro de combustible utilizado por el autotransporte en el último quinquenio (The Washington Post, 2014b).

¹⁷ Se estima que en el periodo 1980-2010 cerca del 36% de emisiones de dióxido carbono a nivel mundial estuvieron relacionadas a subsidios a la producción y consumo de combustibles fósiles. En este sentido al año 2013 el subsidio al consumo de combustibles ascendió a cerca 550.000 millones de dólares (i.e. cuatro veces el subsidio a la producción de energía renovable), presentó características de regresividad (i.e. 8% del subsidio estuvo dirigido al

sean dirigidos hacia el aumento en la provisión de bienes públicos (educación y salud), reducción del déficit fiscal, reducción del endeudamiento externo y alivio financiero a las empresas estatales de petróleo que por lo general importan, subsidian y comercializan combustibles en el mercado interno.

Gráfico 5
Evolución del consumo petrolero y sus determinantes^a, por grupo de países 2003-2013
(En porcentajes)



Fuente: Elaboración propia en base a World Development Statistics, Banco Mundial, 2015.

^a El crecimiento de la intensidad del petróleo, PIB per cápita y del precio del petróleo WTI se basa en dólares constantes del año 2005. El crecimiento del PIB resulta ser la suma del crecimiento del PIB per cápita y del crecimiento poblacional.

Asimismo un aumento en la demanda de petróleo a mediano plazo provendría de la recuperación económica por parte de países europeos y crecimiento por parte de países en desarrollo, siendo el aporte de la región de América Latina y El Caribe muy limitado al presentar expectativas de bajo crecimiento económico en torno al 0,5% para el año 2015 (CEPAL, 2015).

C. Proyecciones sobre el precio del petróleo

La historia ha demostrado que la industria del petróleo ha sido capaz de adaptarse relativamente bien a una elevada volatilidad en los precios del petróleo, y de hecho en algunos episodios los productores han sido actores principales en influenciar dicha volatilidad. En el último siglo han existido pocos periodos cuando los precios del petróleo fueron estables, sin embargo en las últimas cuatro décadas la volatilidad se ha incrementado; siendo que en la última década el precio cayó a la mitad y duplicó en dos oportunidades.

La caída que comenzó en Junio del año 2014 no estaba pronosticada y tomó a los mercados y a la mayor parte de los analistas por sorpresa. En consenso, ninguna de las estimaciones predecía la caída observada en precio del petróleo en Agosto de 2014 y solamente una de las instituciones ajustó su estimación a aproximadamente 50 dólares por barril en Octubre de ese año. Esto ilustra la marcada dificultad en la predicción de los precios del petróleo a futuro, especialmente debido a la baja elasticidad de la demanda y de la oferta, y a la difícil tarea de predecir el comportamiento estratégico de los principales actores del mercado (Husain et. al 2015).

La pregunta clave que todos se hacen es, ¿qué va a pasar con el precio del petróleo? En general, las predicciones de expertos, empresas especializadas e instituciones internacionales se mantienen en

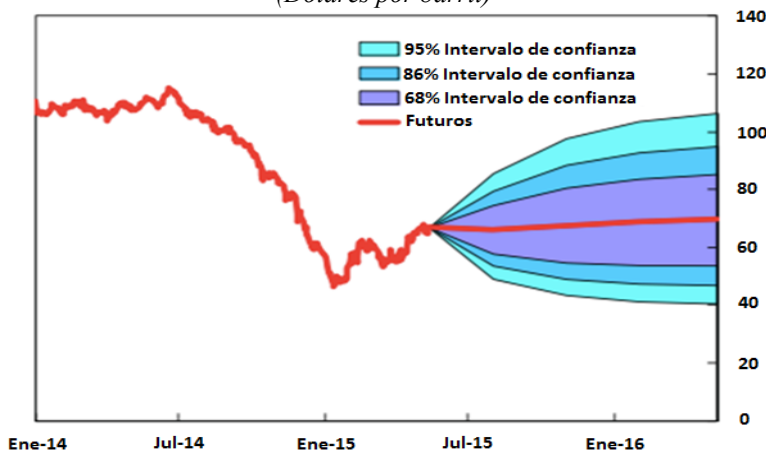
quintil poblacional más pobre) y estuvo mayormente presente en Irán, Venezuela, Irak, Arabia Saudita y Ecuador con niveles cercanos al 11%, 10%, 9%, 7% y 6% del PIB respectivamente. El decidir eliminar este tipo de subsidios propiciaría una reducción de más del 20% en las emisiones globales de dióxido de carbono y un aumento en los ingresos gubernamentales promedio de 3,6% del PIB (The Economist, 2015a, 2015c).

rangos análogos. Por ejemplo Deloitte (2015) estima que el precio (WTI) se elevará moderadamente hasta fines del 2015 hasta llegar a un promedio de 62 dólares por barril, y que después subirá a un rango estable de 75-80 dólares hasta el 2018. En su reporte la consultora financiera Ernst and Young (2015) concluye que nadie sabe por cuánto tiempo se mantendrán las condiciones actuales de bajos precios y plantea la pregunta de si los niveles de precios actuales no serán “lo (nuevo) normal?” en los próximos años y presenta tres escenarios potenciales para los próximos años que sitúan al precio del petróleo en 70, 80 y 90 dólares por barril, pero explícitamente explican que asignar probabilidades a estos escenarios es complicado y suponen que el escenario medio podría ser el más factible. Otros pronósticos más pesimistas consideran un precio WTI y Brent de 50 y 55 dólares respectivamente el 2015 el cual aumenta a 68 y 70 dólares respectivamente el año 2020 (BMI Research, 2015).

Las estimaciones sobre el precio del petróleo de la Administración de Información Energética (EIA) están en el rango de 65 y 70 dólares por barril para el WTI y el Brent respectivamente para el 2016; siendo que sus estimaciones sobre la demanda pronostican que seguirá creciendo durante el 2015 y el 2016, llegando a 94,6 millones de barriles día el 2016; por otro lado, sus pronósticos sobre la oferta también muestran una tendencia creciente, con una producción excedentaria de 1,8 millones de barriles día para el 2015 y 2,1 para el 2016 (EIA, 2015a).

Por otra parte, las estimaciones de los analistas del Fondo Monetario Internacional, similares a las anteriores, predicen que habrá un incremento gradual del precio del petróleo Brent hasta aproximadamente 75 dólares por barril hasta fines del año 2016, dentro de un amplio grado de incertidumbre¹⁸. Este alto grado de incertidumbre resulta por un lado de los niveles de oferta de la OPEP¹⁹, de la oferta no proveniente del cártel y por otro lado de los niveles de demanda relacionados a los prospectos de crecimiento económico y políticas de estado. El gráfico 4a de la sección 3.1 y el siguiente gráfico 6 presentan las anteriores estimaciones de la EIA y del FMI respectivamente.

Gráfico 6
Prospectos de corto plazo para el precio del petróleo Brent^a
(Dólares por barril)



Fuente: Husain et. al 2015, en base a Bloomberg y analistas del FMI.

^aDerivado de precios de opciones futuras en mayo 12 de 2015.

Un factor que incrementa substancialmente la volatilidad de los precios del petróleo es la creciente correlación entre los precios de las materias primas, de hecho el coeficiente de correlación en estos últimos años está en el nivel más alto del último siglo, la sección 5.1 del presente estudio analiza a detalle el nexo del petróleo con otras materias primas.

¹⁸ En esta línea se encuentra la base de datos del FMI que considera un precio promedio para el Brent, WTI y Dubai de 58 dólares para el 2015 y de 74 dólares para el 2020 (FMI, 2015a).

¹⁹ Por su parte la OPEP estima escenarios de precios entre 40 y 75 dólares para el 2015, siendo improbable un precio de 100 dólares por mucho tiempo (OPEP, 2015).

III. Impactos sobre el sector fiscal

En la mayoría de países el sector gubernamental es directamente responsable por una gran parte de la actividad económica; cuando su participación no es de forma directa su influencia sigue siendo importante a través de la movilización de recursos hacia y desde el sector privado. Es por esto que el equilibrio en el ámbito fiscal representa un pilar fundamental para el desarrollo económico y el bienestar de la sociedad.

El equilibrio fiscal implica que los ingresos gubernamentales proyectados para cada año fiscal estén de acuerdo con los gastos del sector público para ese mismo período; es decir, si las proyecciones fiscales demuestran que la disponibilidad para generar recursos tributarios o de otra índole son suficientes para cumplir con los programas de gasto e inversión pública, entonces existiría un equilibrio fiscal.

El petróleo es un producto esencial para numerosas industrias, y es de vital importancia para el mantenimiento de la misma civilización industrializada, por lo que se lo considera como un producto básico y un sector fundamental, en importancia y participación, dentro de la economía. Así, este sector afecta de forma significativa las cuentas fiscales en todos los países, ya sea porque representa una importante fuente de ingresos través de impuestos al consumo, a la producción o a las exportaciones, o porque representa un importante egreso a través del gasto de divisas para la importación y de subsidios. Naturalmente estos impactos son diametralmente opuestos para los países que producen y/o exportan petróleo y sus derivados, y para los países que importan estos productos.

A. Cuentas fiscales y ajustes por hidrocarburos

Por la importancia del rol del gobierno sobre la economía, y para asegurar un manejo macroeconómico sólido, es necesario que las cuentas fiscales sean analizadas y administradas de forma correcta. Un primer paso de gran alcance fue la puesta en marcha de prácticas estandarizadas y normas aceptadas sobre la contabilidad fiscal; en la actualidad prácticamente todos los países del mundo (con sus respectivas modificaciones menores) utilizan el marco conceptual acordado por instituciones y gobiernos que, de forma resumida, se explica en el Manual de Estadísticas Monetarias y Financieras del FMI (2014). En base a este Manual, como lo resume el ILPES, CEPAL, existen cuatro categorías fundamentales de transacciones del gobierno:

- Ingreso total y donaciones (I): Incluye todas las entradas no recuperables. El ingreso total se clasifica en corriente (ingresos tributarios y no tributarios) y de capital (venta de

activos). Las donaciones por su parte corresponden a transferencias unilaterales recibidas de otros gobiernos o de organismos internacionales.

- Gasto total y concesión neta de préstamos (G): Incluye todos los pagos no recuperables con fines operacionales (gasto corriente) y fines de inversión (gasto de capital). La concesión neta de préstamos es el saldo entre los préstamos otorgados por el gobierno durante el período menos los ingresos por amortización de préstamos otorgados en períodos anteriores. En este concepto se incluyen sólo los préstamos ligados a objetivos de política económica o social (no se incluyen los préstamos otorgados por motivos de liquidez u obtención de beneficios).
- Balance global (déficit o superávit fiscal) o resultado total (BG): Corresponde a la diferencia entre ingreso total y donaciones (I), y gasto total y concesión neta de préstamos (G). Si la diferencia es positiva se habla de superávit fiscal y si es negativa se habla de déficit fiscal. Este concepto mide el resultado financiero de las operaciones del gobierno y permite tener una primera aproximación del impacto del sector público sobre el resto de la economía.
- Financiamiento: Incluye las transacciones en efectivo y depósitos del gobierno, así como los cambios en los activos y pasivos financieros con fines de liquidez.

En función a estos principios básicos la ecuación que permite calcular el déficit o superávit del gobierno es sencilla ($I - G = BG$), sin embargo para poder analizar el impacto del sector hidrocarburos sobre el sector fiscal es necesario desagregar la función y contabilizar las operaciones relacionadas con el petróleo por separado. Entonces, para el caso de los países exportadores de petróleo y derivados en la región, la forma relevante para el enfoque del análisis sería:

$$IH + ISH - G = BG$$

Donde IH son los ingresos provenientes del sector hidrocarburos, ISH son los ingresos del fisco no relacionados al sector hidrocarburos y G representa el gasto total del gobierno²⁰. Así, para tomar en cuenta los impactos de las variaciones en el precio del petróleo basta con reordenar la fórmula y expresarla en términos de variaciones o cambios (Δ),

$$\Delta IH = \Delta BG + (\Delta G - \Delta ISH) = \Delta BG - (\Delta BGSH) = \text{ahorro} + \text{utilización}$$

De la misma manera, para el análisis del impacto para países importadores netos de petróleo y derivados, la ecuación debe ser ajustada para tomar en cuenta el impacto del sector de los hidrocarburos, sin embargo para estos casos los ajustes se los deberá aplicar por el lado del gasto gubernamental.

Para entender de manera ilustrativa el impacto de los cambios en el precio del petróleo sobre las finanzas públicas es fundamental estudiar las diferentes opciones existentes en el diseño de sistemas de recaudaciones estatales para recursos naturales no renovables, y analizar los sistemas impositivos que aplican al petróleo y sus derivados en los países de la región. El remanente de éste capítulo está dividido en dos partes, por un lado el análisis de los regímenes fiscales sobre la producción/exportación de hidrocarburos y por otro el del consumo/importación de hidrocarburos²¹.

B. Régimen fiscal sobre la producción/exportación de hidrocarburos

Para el caso de los recursos naturales no renovables, como ser el petróleo, los sistemas fiscales pretenden la maximización del bienestar social y son especialmente complicados en el diseño, ya que el gobierno (fisco)

²⁰ Para una aplicación empírica de la fórmula, véase Villafuerte M. y Lopez-Murphy P. 2010, Fiscal Policy in Oil Producing Countries During the Recent Oil Price Cycle, FMI.

²¹ A primera vista la distinción entre producción/exportación de hidrocarburos y por otro lado consumo/importación de hidrocarburos parece que simplemente se estaría diferenciando entre operaciones del Upstream y del Downstream; y de cierta manera esto es correcto, sin embargo la diferenciación, más que por el tipo de actividad, está enfocada al tipo de la base tributaria; es decir consumo vs. producción.

representa y cumple dos roles fiscales diferentes al mismo tiempo: Por un lado es el Poder Tributario²² y por otro lado (y al mismo tiempo) es el Dueño de los Recursos²³; en su rol de Poder Tributario el gobierno tiene la responsabilidad de asegurar que el sector de hidrocarburos cumpla con su correspondiente responsabilidad tributaria, contribuyendo a los ingresos del Estado; al mismo tiempo, en su rol de Dueño de los Recursos, el gobierno debe determinar el momento óptimo para explotar sus recursos naturales, asegurando que la cantidad y el precio de venta son los apropiados, para cumplir con el bien mayor de promover un desarrollo económico sostenible para la actual y para futuras generaciones²⁴.

El hecho que exista esta dualidad de roles por parte del sector fiscal implica una complicación adicional el ámbito tributario del sector hidrocarburos ya que existen varias razones por las que éste sector requiere de un tratamiento fiscal especial. El departamento de asuntos fiscales del FMI ha producido varios estudios donde se explica en detalle las características y objetivos de un sistema fiscal sobre los recursos naturales²⁵.

1. Características especiales del sector petrolero para el sistema tributario

Los recursos naturales no renovables tienen características especiales que los distinguen de otros sectores productivos de la economía, en este sentido los sistemas tributarios que se aplican sobre la extracción y producción (y eventual exportación) de este tipo de productos es consecuentemente, especial. De hecho la principal diferencia es que, como su nombre lo indica, son recursos que no se pueden renovar, en este sentido, lo que se extrae del subsuelo y produce hoy ya no estará disponible mañana. De la misma manera los potenciales ingresos fiscales estarán sujetos a variables que son únicas para los recursos no renovables. A continuación se presentan las principales características que diferencian al sector del petróleo de los otros sectores:

- Cuantiosas utilidades: las substanciales rentas económicas que potencialmente generan y, por ende, los ingresos fiscales que pueden obtenerse a partir de ellas.
- Elevado riesgo: el alto grado de incertidumbre que rodea al sector debido a la volatilidad específica de éste (precio internacional y nivel potencial de producción sujeto a hallazgos geológicos, costo de los insumos y el riesgo político).
- Importantes costos hundidos: las grandes inversiones necesarias al inicio en este tipo de proyectos (costos hundidos), requieren de un largo tiempo de producción continua para ser recuperados, así el balance en el poder de negociación cambia substancialmente del inversionista hacia el gobierno (dueño de los recursos) una vez que el costo de inversión ya está hundido.
- Asimetría en la información: el inversionista o productor tendrá más información respecto a la estructura de costos y los aspectos técnicos de la exploración, desarrollo y producción; por su lado el gobierno estará mejor informado respecto a sus intenciones fiscales y decisiones políticas futuras.
- Participación multinacional: las empresas del rubro tienden a estar involucradas en un importante número de operaciones en varios de países, lo cual les permite contar con un

²² Se refiere al Poder de Imperio del Estado y a su expresión en el ámbito tributario (Poder Tributario). En esta línea conceptual, el Modelo de Código Tributario para América Latina (Art. 13), define: “Tributos son las obligaciones en dinero que el Estado, en ejercicio de su poder de imperio, impone con el objeto de obtener recursos para el cumplimiento de sus fines”.

²³ La propiedad legal o “soberanía” de los recursos naturales no renovables, en la mayoría de países del mundo y en los países de América Latina y el Caribe, es del Estado y está explícitamente determinada en el marco legal de cada país (generalmente en sus respectivas Constituciones).

²⁴ Para un detallado análisis sobre el diseño de políticas fiscales véase: FMI Tax Policy Handbook, (1995) ed. Parthasarathi Shome.

²⁵ Véase FMI (2012), “Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation”.

complejo conjunto de sistemas tributarios a tiempo de diseñar su políticas de planificación tributaria.

- Poder de mercado: algunos actores del sector tienen posiciones tan significativas respecto a la producción que controlan una importante posición del mercado, es así que podrían influenciar los precios en el mercado.

2. La propiedad del petróleo y su impacto en el ámbito fiscal

Con excepción de los Estados Unidos, en la mayoría de pasases de mundo la propiedad legal de los recursos energéticos no renovables es del Estado; en los países de América Latina y el Caribe este aspecto está generalmente definido en los marcos legales constitucionales, donde suele reconocerse que los acervos de minerales e hidrocarburos que yacen en el subsuelo pertenecen a los Estados soberanos e integran el dominio público de sus ciudadanos (CEPAL, 2014).

En consecuencia, son los Estados, a través de sus gobiernos, los que ejercen la potestad legal para establecer las diferentes condiciones para la explotación económica de tales recursos, incluido el derecho de percibir un flujo de ingresos por las rentas generadas como resultado de estas actividades. Para traducir la soberanía del Estado sobre los recursos naturales no renovables en políticas concretas de explotación existen múltiples formas: i) realizar la explotación por cuenta propia (generalmente a través empresas estatales); ii) permitir la libre operación de empresas privadas (a través de sistemas de concesión), o iii) establecer un marco regulatorio de cooperación entre empresas internacionales y el gobierno (posiblemente a través de una empresa estatal), con un control directo de las autoridades del país productor (Gómez Sabañi, Jiménez y Morán, 2015). La adecuación de estas alternativas depende de una serie de factores económicos, geológicos, tecnológicos, históricos y políticos que son propios de cada país.

Por lo general el ciclo del precio del petróleo (y/o costos de acuerdo a la prospectiva geológica) determinó históricamente el grado de participación estatal en las actividades de la industria y en la renta económica. Es así que ante bajos precios y/o alto riesgo geológico en reservorios aún no descubiertos predomina una limitada participación estatal a través de los clásicos sistemas de tipo concesión; siendo que ante descubrimientos y rentabilidad de yacimientos es común contar con sistemas contractuales²⁶ e instrumentos fiscales los cuales buscan una mayor apropiación estatal en la renta económica y en el extremo pudieran venir acompañados de procesos de nacionalización.

Después de la primera guerra mundial algunos países comenzaron a desarrollar empresas públicas que se hicieron cargo de la producción de petróleo, como por ejemplo Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) de la Argentina fundada en 1922 y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos en 1936. Sin embargo después de la segunda guerra mundial se incrementó el número de países donde la producción de petróleo y derivados está a cargo del Estado.

Hoy en día las empresas estatales son determinantes en el mundo del petróleo. Por orden de importancia en reservas, entre la Compañía Nacional de Petróleo de Irán, Petróleos de Venezuela S.A., las compañías estatales de Petróleo de Arabia Saudita, Qatar, Irak, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait en el Oriente Medio y las empresas estatales de Nigeria, Libia y Argelia en el África, poseen un equivalente a

²⁶ Los regímenes fiscales petroleros, se aplican bajo dos grandes sistemas: i) El sistema de concesión y ii) El sistema contractual. Se diferencian entre sí por aspectos relacionados a la propiedad de la producción, el instrumento tributario aplicado y el grado de participación de la empresa estatal en los beneficios. En un sistema de concesión, los ingresos para el estado provienen de la recaudación de regalías e impuestos y la producción resulta ser de propiedad del operador privado. El sistema contractual se caracteriza porque el Estado es el propietario de la producción y no solo recauda regalías e impuestos, sino que a través de la empresa estatal participa con el sector privado en las ganancias del negocio. A su vez, en el sistema contractual se incluyen contratos de servicios, de producción compartida. En el primero se cancela al contratista en dinero, mientras que en el segundo se entrega petróleo o gas natural. El contrato de servicio puede ser de dos tipos: contrato de servicio puro y de riesgo, en el primero el pago es fijo y en el segundo variable según rentabilidad y condiciones de mercado (CEPAL, 2013).

1.744.956 millones de barriles de petróleo, es decir más del 85% de las reservas de mundo²⁷; todas éstas empresas son públicas y mantienen un control monopólico del sector del petróleo en sus respectivos países.

Dentro de este modelo de empresas que, con diferentes tipos de estructuras y matices administrativos, están controladas por el Estado se desarrolla la mayor parte de la producción de petróleo y gas natural en la región. Se destacan en este sentido, Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) en la Argentina, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), Petróleo Brasileiro (Petrobras SA), ECOPEL en Colombia, Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador (Petroecuador), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Petróleos del Perú (Petroperú) y Petróleos de Venezuela (PDVSA).

En el extremo opuesto se ubican varios países Europeos, los estados postsoviéticos y países del África y Asia, donde los estados otorgan la propiedad de la producción del petróleo y del gas natural obtenida a empresas privadas, por lo general éstas tienen sus casas matrices en el exterior pero están además domiciliadas en el mismo país y funcionan a través de contratos de explotación y operación. Estas empresas multinacionales no solamente se han convertido en las más grandes del mundo, sino además, por su importancia estratégica, han llegado a entrelazar sus objetivos empresariales con objetivos políticos y relaciones internacionales entre estados.

Si bien hoy la mayor parte de las reservas de petróleo están en manos de empresas de dominio estatal, por varias décadas el modelo opuesto fue común en América Latina. De hecho al principio de la década de los años 60's, un reducido grupo de compañías multinacionales dominaban el negocio petrolero mundial; denominadas "las siete hermanas" por el magnate de la industria petrolera moderna italiana, Enrico Mattei, siete empresas multinacionales tenían un dominio casi total de la producción, la refinación y la distribución de petróleo. El acuerdo comercial entre ellas les permitió aprovechar una demanda rápidamente creciente a nivel mundial y consecuentemente, obtener enormes ganancias, se estima que en su momento éstas tuvieron acceso a más del 80 por ciento de las reservas globales de gas natural y petróleo. Hoy en día el panorama mundial y del sector petrolero ha cambiado significativamente, el año 2007 el Financial Times publicó un artículo denominado las "siete nuevas hermanas", todas empresas estatales²⁸.

Las empresas privadas más importantes en el ámbito multinacional son: la Exxon- Mobil, que inicialmente nació como la Standard Oil Company y después de la fusión entre Exxon y Mobil se convertiría en la empresa más grande del mundo que cotiza en la bolsa valores; Royal Dutch Shell plc fundada en 1907; BP plc que originalmente en 1908 se llamó "Anglo-Iranian Oil Company", después se llamaría British Petroleum y en 1998 BP-Amoco después de su fusión con Amoco; Chevron/Texaco Corporation, otra de las empresas que originalmente fueran la Standard Oil Company y; Conoco Phillips Corporation que fue formada en 2002 con la fusión de Conoco Inc. y Phillips Petroleum Company²⁹.

A pesar de que a lo largo del siglo XX los modelos de negocio del sector estuvieron altamente polarizados, como fue ilustrado en los anteriores párrafos, hoy en día los modelos de negocio incluyen un amplio espectro de arreglos institucionales en que la actividad de las empresas públicas es complementada, en mayor o menor medida, por el aporte de empresas privadas multinacionales. La ventaja de éste modelo de "complementación empresarial" es que mantiene el control estatal (con todas sus implicaciones políticas y financieras) y al mismo tiempo permite que los países puedan acceder a sistemas de manejo y tecnologías de punta de empresas altamente competitivas a nivel mundial.

Esta tendencia a la complementación entre empresas estatales e inversores privados se ha visto plasmada en la mayoría de los países productores de la región. Los casos de Bolivia (Estado Plurinacional de) y el Ecuador sobresalen en lo que se refiere a las alianzas estratégicas para la exploración y explotación en el sector de hidrocarburos (Gómez Sabaini, Jiménez y Morán, 2015). Recientemente, algunos países de la región aprobaron reformas legales que van en el mismo sentido; por ejemplo, la reforma energética en México implicó un cambio fundamental en relación con el manejo de los hidrocarburos, al establecer un nuevo marco constitucional donde el Estado continúa siendo propietario de los recursos que yacen en el

²⁷ Cálculo propio en base a datos de PetroStrategies Inc. 2015 "World's Largest Oil and Gas Companies".

²⁸ Véase "The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals" Financial Times, Marzo 2007.

²⁹ Véase Energy Digital: Top 10 oil companies in the World, Abril 2014 y Economy Watch, Major Petroleum and Oil companies Julio 2010.

subsuelo, pero abre la posibilidad para una amplia participación de inversionistas privados. La sección 4.2.4 está dedicada enteramente al análisis del caso mexicano.

3. Principios y sistemas fiscales para el sector petrolero

Antes de ahondar sobre las diferentes opciones y principios tributarios para el sector petrolero, es importante recordar que los postulados que rigen el ejercicio del Poder de Imperio del Estado, que se han desarrollado en base a planteamientos provenientes tanto del campo jurídico y político como del económico financiero, mantienen su vigencia para el sector de petróleo. Es decir, los principios de Igualdad, Generalidad, Equidad y Capacidad contributiva (usualmente de rango constitucional) y los principios básicos de un sistema tributario eficiente como ser Neutralidad, Simplicidad, Recaudación Adecuada y Eficiencia se mantienen vigentes, sin embargo, para el sector se aplican además otros principios, que sin desmerecer los anteriores, son cruciales para el sector, estos son: Maximización de rentas gubernamentales, Variabilidad de las recaudaciones y Costos referidos a los riesgos del sector.

En el cuadro 1 se expone un relevamiento realizado por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2012), en el que se describen los principales instrumentos fiscales que suelen encontrarse en la industria petrolera y se presenta el grado de frecuencia con que ellos son utilizados en una muestra de 67 países productores de hidrocarburos en el mundo.

La utilización de los diferentes tipos de sistemas es fundamental para lograr recaudaciones fiscales representativas y sostenibles. Como se puede observar en el Cuadro 1, la amplia gama de instrumentos fiscales que se pueden aplicar al sector de hidrocarburos incluye impuestos, regalías y derechos que pueden tener diferentes bases impositivas y estructuras de administración. De hecho los diferentes instrumentos fiscales existentes que se pueden utilizar dependen de las realidades, principios e intereses de cada país en particular. Sin embargo, cada instrumento tiene ventajas y limitaciones que son importantes de considerar en el diseño de un sistema eficiente sobre el sector.

Dado que uno de los principales objetivos de los gobiernos consiste en recaudar los suficientes recursos para financiar sus gastos corrientes y sus programas de inversión pública, es crucial diseñar sistemas tributarios que sean eficientes respecto a sus recaudaciones y que tiendan a maximizar los ingresos del sector. Sin embargo, es también importante tomar en cuenta que la industria petrolera es altamente competitiva a nivel mundial y es por esto que es crucial poder otorgar los incentivos fiscales lo suficientemente interesantes para atraer inversiones para el sector.

Las regalías y otros instrumentos de base fija como ser cualquier derecho o cobro invariable por explotación o producción, son los que más distorsiones introducen, ya que se constituyen en un costo fijo directo adicional sobre la producción. Este tipo de instrumentos afectan los márgenes de explotación, y por ende, las decisiones respecto a los niveles de producción; también afectan las utilidades netas de las empresas, y por ende también las decisiones respecto a los niveles de extracción. Si éstos se aplican por unidad de producción (ad rem), tienden a penalizar los proyectos con costos altos inversión; si se aplican sobre el valor de ventas (ad valorem), discriminan la producción de alto valor relativo (Corbacho, Fretes Cibils y Lora, 2013). En este sentido, el hecho de imponer cargas fiscales que no tienen relación directa con los márgenes de utilidad de las empresas puede distorsionar significativamente las decisiones de extracción y producción en proyectos en marcha, e impedir o postergar las decisiones de inversión en el sector.

Los impuestos sobre las utilidades de las empresas y otros gravámenes que están directamente relacionados a las utilidades (e.g. regalías sobre utilidades) también conllevan efectos distorsionantes, pero éstos son menores a los impactos que imponen las regalías y otros gravámenes fijos. A pesar de que el impacto es menor, los impuestos a las utilidades también introducen distorsiones, al reducir el valor presente neto (y la tasa interna de retorno) de las inversiones, y así, disminuir el potencial margen de utilidad de los inversionistas que puede conducir al cierre temprano de operaciones existentes, o a disminuir o postergar las inversiones en proyectos nuevos. Sin embargo, el simple hecho de que los impuestos a las utilidades estén directamente relacionados a los niveles de costos fijos y variables y, sobretudo, a los precios internacionales del petróleo, incrementa su flexibilidad significativamente.

Cuadro 1
Instrumentos usualmente aplicados en regímenes fiscales de hidrocarburos
y su prevalencia a nivel mundial, cerca al año 2012

Instrumento	Descripción	Prevalencia
		Número de países
Bono de asignatura	Pago por adelantado para la adquisición de derechos de exploración	16
Bono de producción	Pago fijo al alcanzar cierto nivel de producción acumulada o una tasa de producción determinada	10
Regalías	*Específicas (cantidad por unidad de volumen producido)	1
	*Ad valorem (porcentaje del valor de la producción)	31
	*Ad valorem progresiva en función de los precios	9
	*Ad valorem progresiva en función de la producción	8
	*Ad valorem progresiva en función del coeficiente de explotación/beneficios	1
	*Ad valorem aplicada sobre el margen operativo (utilidad neta)	ninguno
Impuestos sobre la renta corporativa (nivel federal o nacional)	Impuesto tradicional con tasa proporcional sobre los ingresos una vez descontados los costos y gastos deducibles (se suelen contemplar beneficios específicos para estos sectores)	67
Impuesto sobre la renta corporativa (nivel subnacional)	Tasa de impuesto sobre la renta corporativa a nivel estatal, provincial a local en adición al impuesto a nivel federal o nacional	4
Impuesto variable sobre la renta corporativa	Impuesto sobre la renta corporativa, con tasas crecientes en función de tramos del nivel de ingresos	ninguno
Impuesto sobre la "renta pura del recurso"	*Flujo de caja (ingresos menos costos y gastos en general) con deducibilidad	5
	total de las pérdidas incrementadas para mantener su valor presente	2
	*Flujo de caja limitando el incremento del valor de las pérdidas acumuladas	1
	*Deducción por el capital ajeno invertido (allowance for corporate capital)	1
	*Deducción por patrimonio o capital propio (allowance for corporate equity), con una tasa hipotética de retorno además del pago de intereses financieros	
Impuestos adicionales sobre las utilidades	Otros mecanismos de tributación distintos a los anteriores	3
Contratos de producción compartida	*Cuota fija en la producción	5
	*Factor R: proporción de los ingresos acumulados sobre los costos acumulados	13
	*Tasa de retorno, antes o después de impuestos	3
	*Nivel de producción	13
Participación del Estado	*Participación libre: el gobierno recibe un porcentaje de dividendos sin participar en el pago de los costos	ninguno
	*Participación diferida: las contribuciones del gobierno son recuperadas a través del cobro de dividendos más intereses por capital invertido	8
	*Participación pagada: el gobierno paga su parte de los costos y recibe dividendos en esa proporción	19
Requerimientos de inversiones sociales o infraestructura	Las empresas operadoras proveen infraestructura o realizan otras inversiones sociales (escuelas, hospitales u otros)	6

Fuente: J.C. Gómez Sabanini, J.P. Jiménez y D. Morán, "El impacto fiscal de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina", Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2015, en prensa, sobre la base de Fondo Monetario Internacional (FMI), "Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and implementation", 2012 [en línea]<http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>.

Las diferentes variaciones sobre el impuesto a las utilidades de las empresas, como ser el impuesto sobre la renta pura del recurso, el impuesto de tasa variable sobre las utilidades, u otros conceptos estilizados del impuesto a los ingresos, que pretenden gravar las utilidades extra-marginales, tienden a ser bastante menos distorsionantes que los impuestos comunes a las utilidades ya que el impacto tributario solo se efectiviza a medida que las tasas de retorno de los inversionistas estén por encima de las tasas normales de retorno. Si bien este tipo de sistemas tributarios generan menos distorsiones, generalmente reducen los potenciales ingresos del Estado de manera considerable ya que no generan recaudaciones hasta que el proyecto alcanza la tasa de retorno objetivo.

Dado que factores externos, estructuras individuales de precios y costos, y la administración de las empresas, afectan la rentabilidad del proyecto y esto directamente la participación tributaria del Estado sobre las rentas, los impuestos sobre las utilidades tienden a ser más flexibles para las empresas frente a cambios de los precios del mercado, pero asimismo, incrementan la variabilidad de las recaudaciones fiscales. En cambio, las regalías y los instrumentos basados en el nivel o el valor de la producción no son lo suficientemente flexibles frente a cambios en los precios del mercado, pero tienden a asegurar niveles estables de ingresos para el Estado. En el otro extremo los impuestos sobre la renta económica pura o renta extra-marginal, o los impuestos progresivos sobre la renta, son muy flexibles y poco distorsionantes para las empresas, pero transfieren parte del riesgo del sector hacia el Estado, lo cual significa una alta incertidumbre y volatilidad en los ingresos fiscales del sector.

Los instrumentos fiscales mencionados, además de requerir un análisis de eficiencia e incidencia tributaria y de variabilidad en las recaudaciones requieren de una evaluación respecto a la dificultad de diseño, administración y cumplimiento. Mientras que las regalías, cargos por utilización y otros instrumentos de base fija son relativamente fáciles de administrar (difíciles de evadir por parte de los contribuyentes), los impuestos a las utilidades requieren de la medición de los costos y de los ingresos de las empresas, lo cual es substancialmente más complicado, especialmente tomado en cuenta la asimetría de la información explicada con anterioridad. En general, al igual que sucede con otros impuestos del sistema impositivo de un país, a medida que mayor sea la neutralidad, flexibilidad, progresividad y estabilidad de los instrumentos fiscales, la complejidad en su diseño, administración, control y cumplimiento, será mayor, y por ende sus costos y a la vez las probabilidades de mayor evasión impositiva.

En resumen, el objetivo de maximizar los ingresos fiscales es completamente válido, pero generalmente conlleva distorsiones que significan pérdidas de eficiencia en términos de asignación de los recursos y esto afecta negativamente la exploración y las inversiones en las industrias extractivas; siendo un sector con inversiones de alto riesgo, se debe tomar en cuenta que si se transfiere la mayor parte del riesgo a las empresas, las recaudaciones fiscales pueden ser más estables pero las empresas demandarán un mayor nivel de retorno (i.e. menores ingresos fiscales); en el diseño de un sistema fiscal, hoy en día, también se debe tomar en cuenta los altos niveles de competencia entre países por la atracción de inversiones en el sector del petróleo, así, éste debe ser competitivo a nivel internacional.

4. Caso de estudio: un nuevo régimen fiscal para hidrocarburos en México

La reciente reforma energética en México ilustra de manera cabal los desafíos en el diseño de un régimen fiscal moderno, que debe elegir y sopesar diferentes variables que en muchos casos son contrapuestas. Es decir, la reforma del régimen fiscal para los hidrocarburos en México sirve como un ejemplo integral y de actualidad para estudiar como son puestos en práctica los principios descritos en las tres anteriores secciones del presente documento. Es por esto que la presente sección dedica un análisis general sobre la reciente reforma energética mexicana y el comportamiento del régimen fiscal ante la actual coyuntura de mercado caracterizada por la volatilidad y bajos precios del petróleo.

La reforma energética mexicana iniciada a través de la adenda constitucional del año 2013, a la vez de corroborar la propiedad de los recursos petroleros y gasíferos para el Estado Mexicano, abre la posibilidad de que su desarrollo se lleve a cabo mediante opciones de asociación público-privada en

una nueva institucionalidad, visión de seguridad energética, crecimiento económico y premisas de sostenibilidad del recurso a largo plazo³⁰.

La promulgación de las leyes secundarias sectoriales de agosto del 2014 dio pie a que la participación del capital estatal y foráneo en áreas de interés geológico se circunscriba a regímenes fiscales y contractuales específicos según tipo de recurso, ubicación y forma de asignación de áreas.

Bajo el anterior marco legal es que bloques en mar y tierra fueron transferidos mediante la figura de Asignación a la reciente empresa productiva del Estado o asignatario PEMEX en la ronda 0 del año 2014, siendo que los mismos cuentan con importantes reservas y recursos estimados aún no descubiertos³¹ que representan cerca el 47% y 20% de aquéllos totales respectivamente. PEMEX tiene la posibilidad a futuro de asociarse con inversionistas privados para que los anteriores bloques migren (o se amplíen con nuevas áreas a ser licitadas a partir de la ronda 1 del año 2015 de decidir la empresa a participar) a esquemas de Contratos dados por cuatro modalidades: a) licencia, b) utilidad compartida, c) producción compartida y d) servicios.

Se espera que la ronda 1, iniciada a mediados de 2015 y hasta posiblemente el 2016, oferte 169 bloques de los cuales 109 sean exploratorios y 60 de extracción, en cinco fases de subasta que comiencen por: i) recursos prospectivos (no descubiertos) en aguas someras a lo largo de 14 bloques exploratorios, ii) recursos descubiertos en aguas someras superficiales en 5 bloques con acceso a infraestructura, iii) recursos descubiertos de petróleo extra pesado en 26 bloques terrestres, iv) recursos prospectivos en aguas profundas y v) recursos prospectivos no convencionales.

Este orden de licitación estaría diseñado en función a criterios de eficiencia dados por la maximización de la apropiación estatal sobre la renta económica y condicionada a la disponibilidad de información geológica, el desarrollo de infraestructura de ductos, plantas y plataformas los cuales actúan sobre los costos, así como la calidad del hidrocarburo y la fluctuación del precio del petróleo.

En este sentido las áreas de interés del sureste mexicano ubicadas en aguas someras del Golfo de México, cuyos campos contribuyeron en más del 75% de la producción total e ingresos fiscales petroleros el año 2014³², pudieran presentar potencialidad para una mayor exploración y desarrollo futuro, como lo que se espera a partir de los resultados de la primera y segunda fase de la ronda 1.

Es así que el 15 de julio de 2015 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) dio inicio a la primera fase de la ronda 1 correspondiente a 14 áreas ubicadas en aguas someras de cerca 300 Km² cada una, con resultados que no cumplieron con lo esperado debido a factores geológicos, económicos y de estrategia corporativa³³. Sin embargo se espera que la segunda fase de la ronda, asimismo sobre áreas en aguas someras, sea más exitosa al ser sus recursos ya descubiertos y contar con acceso a infraestructura de tratamiento y transporte.

Los contratos estipulados para este tipo de reservorios en aguas someras son de producción compartida con duración de 25 años sujetos al cumplimiento tanto de cláusulas de

³⁰ Dado por metas promisorias entorno a alcanzar tasas anuales de restitución de reservas superiores a 100%, aumento en producción de petróleo de 2,5 a 3,5 millones de barriles día y de gas natural de 5,7 a 10,4 miles de millones de pies cúbicos día la próxima década, creación de 2,5 millones de nuevos empleos, financiamiento público y privado de 60.000 millones de dólares al año, reducción de las importaciones de hidrocarburos y derivados e incremento del crecimiento del PIB en dos puntos porcentuales al año 2025 (Rodríguez Padilla, 2014).

³¹ Con reservas probadas, probables y posibles de más de 20.000 millones de barriles equivalentes de petróleo (MMBep) y recursos prospectivos tanto convencionales como no convencionales de cerca 23.000 MMBep.

³² La producción de estos campos contó con cortes de crudo de diversa calidad y cotización, desde el pesado-agrio Maya de 85 dólares por barril hasta el liviano-medio agrio Olmeca de 95 dólares, a un costo de exploración, desarrollo y producción promedio de cerca 20 dólares por barril. Un interesante ejemplo es el megacampo de petróleo asociado de Cantarell que por décadas sigue contribuyendo en la generación de renta económica, ingresos fiscales y volúmenes excedentes para la exportación petrolera del país.

³³ Sólo se asignaron 2 de los 14 bloques, dando una efectividad del 14% en comparación con el mínimo del 30% esperado por las autoridades inicialmente. Se estima que el bajo perfil geológico, el alto porcentaje de participación estatal sobre la utilidad operativa y el pre ensayo de las compañías hacia una mayor participación futura en las siguientes fases, son los principales tres factores que contribuyeron al resultado de esta subasta (CNN expansión, 2015).

contenido local crecientes por periodos y años³⁴, como al cumplimiento de un programa mínimo de trabajo y recuperación de costos de inversión y operación al 60% del valor de venta³⁵ una vez declarada la comercialidad del campo.

Sin embargo, esta situación resulta importante para la rentabilidad de campos pequeños³⁶ con baja productividad y expectativas en cuanto a la persistencia de bajos precios del petróleo y porcentaje inicial de Contraprestación sobre la Utilidad a ser ofertado por el contratista en la subasta³⁷.

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Dentro la nueva institucionalidad de la reforma energética, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y el Banco de México, en su calidad de fideicomitente y fiduciario respectivamente, establecieron a partir del 1 de enero de 2015 el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMP), cuya operativa se da por premisas de transparencia, independencia y rendición de cuentas en la recepción, administración, inversión y distribución de los ingresos derivados de las Asignaciones y los Contratos, con excepción de impuestos³⁸.

Este fondo busca administrar la renta económica por hidrocarburos a nombre del Estado; bajo premisas de estabilización inter-temporal del gasto, ejecución de política fiscal anticíclica, endeudamiento sostenible y equidad intergeneracional, propia de premisas de inversión de rentas provenientes de un capital natural agotable hacia la creación y fortalecimiento de capital humano y físico de largo plazo.

Los ingresos mensuales que administra el FMP provienen de tres fuentes: i) el pago de derechos no tributarios por parte de PEMEX sobre áreas en Asignación, ii) el pago de las contraprestaciones a favor del estado por parte del contratista sobre áreas en contratos de licencia y iii) el valor de la comercialización de hidrocarburos correspondiente a áreas bajo contratos de utilidad compartida, producción compartida y servicios.

Según la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos de agosto del 2014, los instrumentos fiscales no tributarios a favor del Estado en áreas bajo Asignación son:

- Derecho de Exploración: Pago mensual por área asignada que no se encuentra en fase de producción. Durante los primeros 60 meses el mismo ascenderá a 1.150 pesos/Km² y a partir del mes 61 a 2.750 pesos/Km².
- Derecho de Extracción o Regalía: Alícuota escalonada en función al precio y producto. Para el petróleo es de 7,5% hasta los 48 dólares y se incrementa indefinidamente hasta por ejemplo 16% ante un precio de 115 dólares por barril.
- Derecho de Utilidad Compartida: Carga fiscal descendente desde el 70% para el año 2015 hasta el 65% el año 2019 siendo este porcentaje constante para los siguientes años.

Los instrumentos fiscales no tributarios a favor del Estado en áreas bajo Contrato son:

- Bono a la firma: a pagarse antes de actividades de exploración y producción (excepto Utilidad Compartida, Producción Compartida y Servicios). Este bono es fijado en la licitación o en el contrato cuando se trate de la migración desde una Asignación.

³⁴ Contenido local en bienes, servicios, mano de obra, transferencia tecnológica e infraestructura de 13% durante el periodo de exploración y desde el 25% hasta al menos 35% el año 2025 para el periodo de desarrollo.

³⁵ Con saldos acumulables los próximos periodos hasta su total recuperación.

³⁶ De acuerdo a la consultora Van Meurs, se estima que este sistema fiscal propuesto resulta ser poco competitivo para campos petroleros pequeños con reservas de 20 millones de barriles (OGJ, 2015a)

³⁷ La incertidumbre debiera asimismo considerar que el porcentaje inicial de participación del contratista en la utilidad posteriormente disminuiría una vez que el campo alcance mayores tasas internas de retorno (TIR). Los contratos de producción compartida preliminares establecen una disminución lineal a partir de una TIR mayor igual a 20% y menor igual a 35%, a partir de la cual el porcentaje final sería constante en un cuarto el porcentaje inicialmente ofertado.

³⁸ Impuesto sobre la renta del 30%, Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos de 1.500 pesos/Km² en fase de exploración y de 6.000 pesos/Km² en fase de extracción, entre otros.

- Cuota contractual para fase exploratoria: Pago por el área en exploración la cual evita el acaparamiento de áreas por largos periodos, siendo independiente del pago de contribuciones que deriven de la propiedad o tenencia de la tierra como el impuesto predial³⁹.
- Regalías: Alícuota escalonada en función al precio y producto siendo (igual al Derecho de Extracción del régimen de Asignación, con excepción Servicios).
- Contraprestación estatal sobre el Valor Contractual de Hidrocarburos (excepto Utilidad Compartida, Producción Compartida y Servicios) a determinarse en los contratos.
- Contraprestación estatal sobre la Utilidad Operativa (excepto Licencia y Servicios), siendo comparable al Derecho de Utilidad Compartida del régimen de Asignación aunque en este instrumento la alícuota inicial se fija mediante la oferta del contratista al momento de la licitación, siendo posible relacionarla a indicadores de rentabilidad del contratista. En la primera fase de la ronda uno se estableció un piso mínimo de 40% para este instrumento.

Los ingresos preliminares a febrero de 2015 alcanzaron más de 4200 millones de dólares ante un precio promedio de comercialización de USD 36 por barril equivalente de petróleo, explicados mayormente por el Derecho de Utilidad Compartida que paga PEMEX fruto de sus bloques en Asignación⁴⁰.

Asimismo los egresos del fondo se dan por la Contraprestación a favor del contratista bajo contratos de utilidad compartida, producción compartida⁴¹, servicios, así como transferencias ordinarias con propósitos de estabilización⁴², inversiones de máximo retorno y mínimo riesgo para un ahorro de largo plazo del Gobierno Federal y transferencias extraordinarias a la Tesorería de la Federación ante una reserva del fondo mayor al 3% del PIB. Estos egresos dados por las transferencias ordinarias alcanzaron los 4.070 millones de dólares a febrero de 2015 y estuvieron dirigidos principalmente a la Tesorería para mantener los ingresos petroleros en 4,7% del PIB y financiar el Presupuesto de Egresos de la Federación, siendo las inversiones y el ahorro aún incipientes ante la coyuntura de bajos precios del petróleo y déficit fiscal de 2,9% del PIB el 2014 (CEPAL, 2015).

El comportamiento del régimen fiscal

De considerar un perfil de producción optimista que pudiera darse por el desarrollo y producción de las actuales reservas y recursos a costos acordes y razonables de inversión y operación hasta el año 2035⁴³, la renta económica a ser apropiada por el Estado e inversionistas como PEMEX y privados, estaría relacionada al comportamiento de precios, tasas de descuento y régimen fiscal presente según tipo de recurso y ubicación.

³⁹ Véase Arroyo y Perdriel, 2015.

⁴⁰ <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/> (8 de Mayo de 2015).

⁴¹ Pago en especie correspondiente a la Contraprestación por Recuperación de Costos y Contraprestación del Contratista sobre la Utilidad Operativa. En la jerga de la industria entendiéndose el primero por “cost oil” y el segundo por “contractor profit oil” o pudiendo ambos denominarse “retribución del titular”. Existe la posibilidad de que el contratista entregue al comercializador parte de la producción correspondiente a Regalías y Contraprestación Estatal sobre la Utilidad Operativa y el comercializador entregue al FMP los ingresos de su venta.

⁴² Las Transferencias Ordinarias se establecen en el siguiente orden de prelación: a) Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios, b) Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas, c) Fondo de Extracción de Hidrocarburos, d) Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos y Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico, e) Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética, f) Costos de fiscalización en materia petrolera de la Auditoría Superior de la Federación y g) Tesorería de la Federación para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación en cuanto aquéllos recursos necesarios para mantener los ingresos petroleros federales en 4,7% del PIB (Fuente: Artículo 16, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, agosto 2014).

⁴³ Con una producción hipotética creciente de petróleo y líquidos de 2,8 a 3,1 millones de barriles día y de gas natural de 5,4 a 6,1 miles de millones de pies cúbicos día hasta el año 2025 y constante hasta el 2035 (i.e. para un total de 31 mil millones de barriles equivalentes de petróleo en reservas desarrolladas en 20 años). La anterior producción de petróleo, gas natural y total hidrocarburos sería suministrada principalmente en un 75%, 40% y 66% respectivamente por bloques en aguas someras, de menos de 500 metros de profundidad, con costos de inversión y operación de cerca 23 dólares el barril equivalente de petróleo con un crecimiento real del 3% al año.

En este sentido al aplicar tanto un precio del petróleo de referencia de 60 dólares por barril cuanto el régimen de Asignación sobre las reservas y recursos ubicados en aguas someras (i.e. que resultan significativos al representar cerca dos tercios de aquéllos totales y ser mayormente distribuidos a PEMEX en la ronda 0), se espera generar una renta económica anual promedio esperada del 3,5% del PIB al considerar una tasa nominal de descuento económica del 7% anual (o real del 4%) durante las próximas dos décadas.

La apropiación estatal progresiva sobre esta renta, estimada en torno al 70%, provendría del Derecho de Extracción y del Derecho de Utilidad Compartida; siendo requerido un endeudamiento corporativo concesional para PEMEX el cual permita compensar la diferencia con el precio de equilibrio del inversionista estimado en torno a los 75 y 80 dólares (ver gráfico 7a y 7b).

Este escenario resulta ser complejo para la empresa estatal ante la eventualidad de poder perder el derecho para la extracción de las reservas asignadas en la ronda cero, luego de que la caída del precio evidenciada desde el segundo semestre del 2014 limitara la obtención de recursos financieros suficientes y necesarios para las actividades de la industria y que se plasma en el actual recorte del presupuesto corporativo⁴⁴.

Por el contrario ante un régimen de producción compartida como el estipulado para la primera y segunda fase de la ronda 1, de decidir la empresa estatal migrar y/o ampliar sus áreas en aguas someras con socios privados, se espera contar con una renta económica anual promedio esperada del 2,5% de PIB⁴⁵, con una apropiación estatal progresiva en torno al 87% proveniente de las Regalías y de la Contraprestación Estatal sobre la Utilidad⁴⁶. Este escenario generaría una rentabilidad positiva para PEMEX y/o del socio inversionista dado que el precio de referencia de 60 dólares es mayor al precio de equilibrio requerido estimado entre 40 y 45 dólares según distintas tasas de descuento (ver gráfico 7c y 7d). Además de que el precio es determinante para la generación de valor, creación de renta económica e ingresos del FMP, los cuales coadyuvan al financiamiento de los egresos fiscales presupuestados y del déficit fiscal; se observa que el primer régimen de Asignación, al contrario del Contrato de Producción Compartida, cuenta eventualmente con condiciones más restrictivas para PEMEX al considerar menores límites de recuperación de costos⁴⁷ y elevado porcentaje inicial del Derecho de Utilidad Compartida⁴⁸. Sin embargo ante la volatilidad y bajos precios del petróleo, el régimen fiscal mexicano presenta interesantes alternativas para la inversión nacional y extranjera que se espera a lo largo de la ronda 1 ya iniciada el año 2015 hacia la necesaria seguridad energética que busca el país.

⁴⁴ En el Informe Anual al Congreso de mayo de 2015 la compañía mencionó: “Petróleos Mexicanos no puede garantizar que estará en posibilidades de obtener, en el tiempo esperado, los recursos suficientes que sean necesarios para explorar y extraer las reservas de las asignaciones adjudicadas”. Entre los motivos explicados están el bajo precio del petróleo, una mayor competencia externa y por ende mayores costos a partir de futuras licitaciones, elevada cantidad de impuestos y derechos que se pagan al Gobierno y restricciones en el acceso a fuentes de financiamiento (Energy Press, 2015).

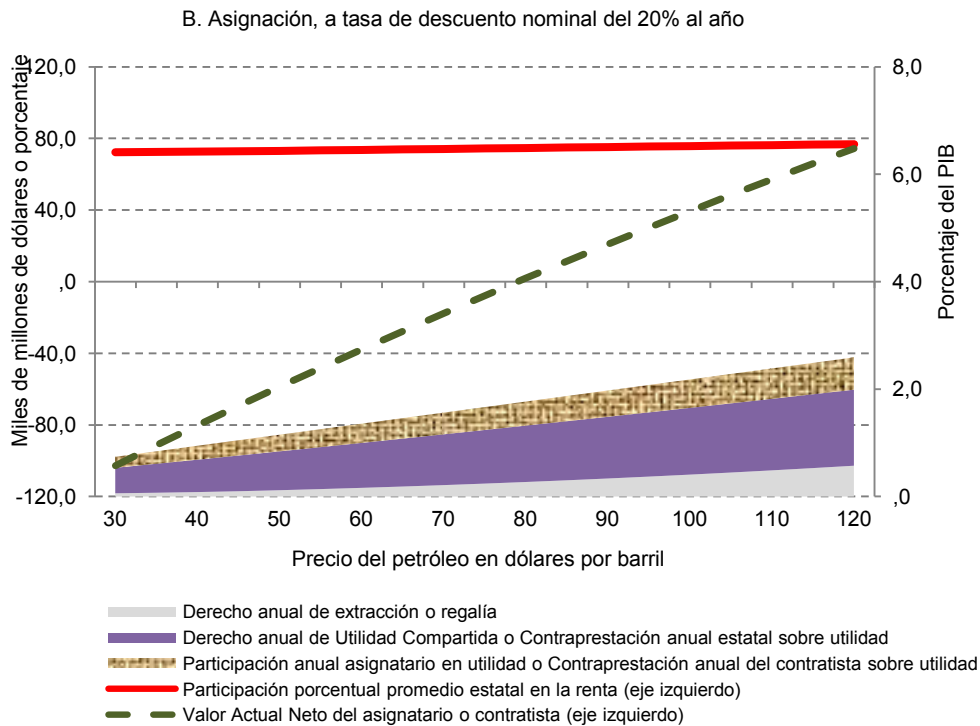
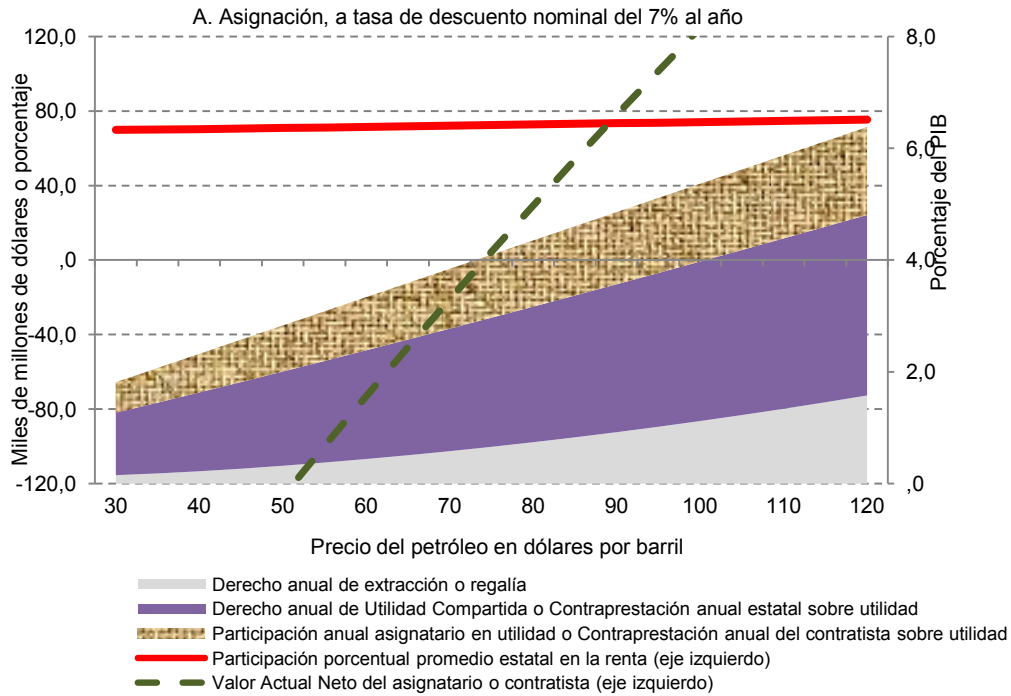
⁴⁵ La renta económica obtenida de contratos de producción compartida es menor respecto a la que se obtiene en el régimen de Asignación debido al mayor límite de recuperación de costos del primero.

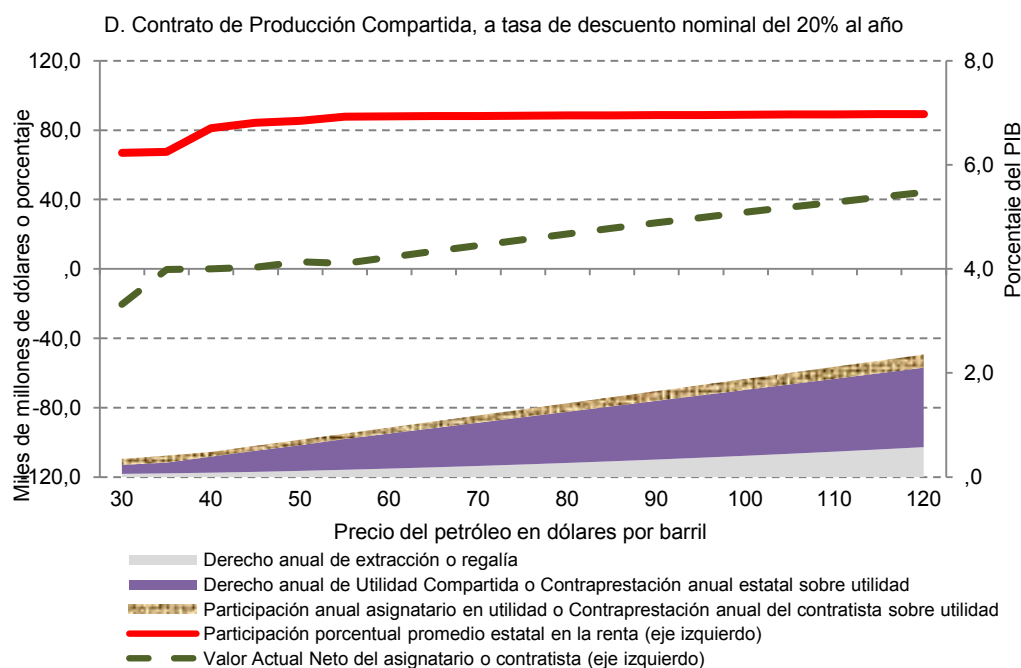
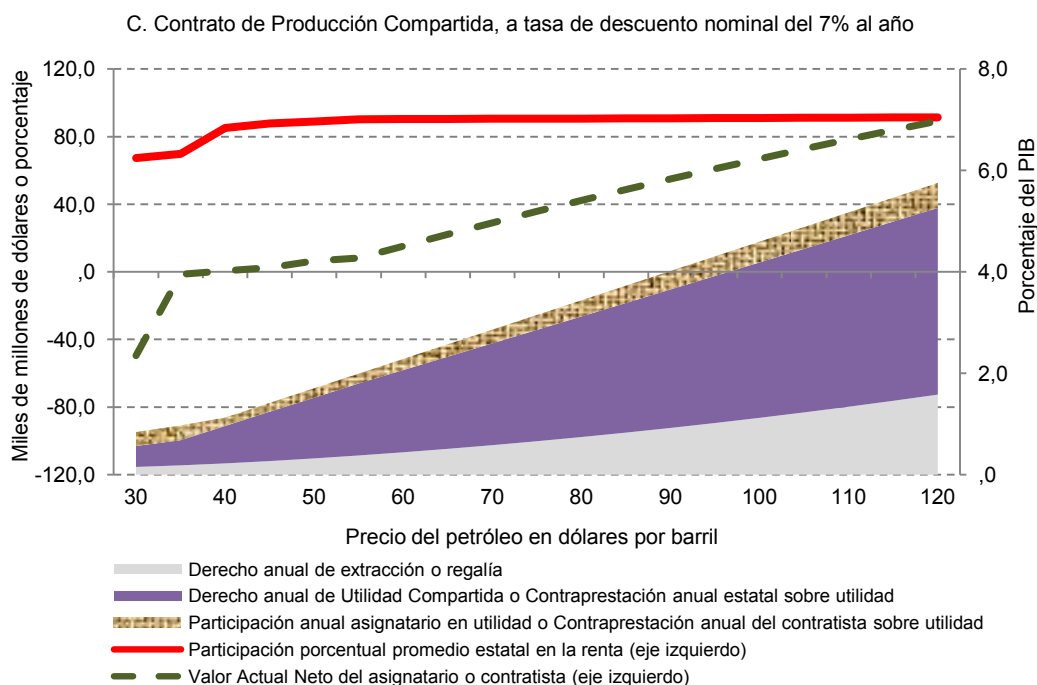
⁴⁶ El porcentaje inicial de Contraprestación del Contratista y del Estado sobre la Utilidad Operativa, sujeto a oferta en la licitación, se estima en 40% para el primero y 60% para el segundo.

⁴⁷ El límite de recuperación de costos cambia en función al régimen fiscal y ubicación de los recursos. Para los recursos de aguas someras bajo Asignación éste aumenta proporcionalmente de 10,6% el 2015 a 12,5% el 2019. Para los recursos bajo producción compartida éste es constante en un 60% durante todos los años.

⁴⁸ Siendo éste decreciente desde 70% el 2015 a 65% el 2019 y establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Por el contrario en el modelo de Contrato de Producción Compartida preliminar se establece que el porcentaje de Contraprestación Estatal sobre la Utilidad Operativa sea ofertado por el contratista en la subasta, con posterior incremento lineal a medida que la inversión alcance una tasa interna de retorno (TIR) de entre 20% y 35%. De manera casi análoga, y con el fin de generar una renta económica para el Estado equivalente a aquélla dada por la alternativa del régimen de Asignación, para este análisis se establece un nivel inicial para el Estado sobre la utilidad operativa del 60% con aumento al 90% ante un valor actual neto (VAN) positivo a tasa nominal de descuento del 20%.

Gráfico 7
México: el comportamiento de la renta económica y la rentabilidad del inversionista
ante el régimen fiscal, tasas de descuento y precios del petróleo
El caso del desarrollo de los recursos en aguas someras^a





Fuente: Elaboración propia en base a cifras oficiales.

^a Desarrollo de reservas de cerca 20 mil millones de barriles equivalentes de petróleo hasta el año 2035.

5. Estadísticas fiscales de la producción y exportación de petróleo

Habiendo estudiado los principales instrumentos fiscales que se pueden utilizar para lograr el múltiple objetivo de generar rentas tributarias relevantes y sostenibles, al mismo tiempo de minimizar el riesgo para el Estado de la obtención de dichas rentas y de ofrecer un sistema competitivo a nivel internacional, y habiendo estudiado el caso de México como un ejemplo de cómo se pueden combinar los diferentes esquemas tributarios, es importante analizar la evolución de las recaudaciones por la

explotación de hidrocarburos en Latinoamérica y el Caribe. A diferencia del pasado, cuando los países tendían a enfocar el potencial tributario del sector petrolero en pocos instrumentos fiscales, hoy los países de la región combinan una amplia gama de instrumentos fiscales para lograr un balance de los objetivos mencionados. El Anexo cuadro A.1 se presenta un análisis comparativo que resume los instrumentos fiscales que se utilizan los países productores y exportadores de petróleo de la región.

Uno de los principales indicadores para medir la importancia de los ingresos fiscales provenientes del sector petrolero consiste en analizar la proporción que representan los ingresos tributarios por la producción de hidrocarburos del total de los ingresos del gobierno general. El cuadro 2 demuestra la evolución de este indicador para un grupo de países seleccionados y para tres periodos de análisis.

Cuadro 2
América Latina y el Caribe (países seleccionados): ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos en proporción al ingreso del gobierno general^{ab}
(En porcentajes)

	2000-2003	2004-2009	2010-2014
Argentina	9,2	7,4	4,8
Bolivia (Estado Plurinacional de)	11,9	28,9	32,9
Brasil	2,3	3,5	3,1
Colombia	6,0	10,1	14,7
Ecuador	30,0	33,5	39,6
México	19,8	33,4	32,8
Perú	3,0	4,9	6,3
Trinidad y Tabago	31,6	51,5	39,6
Venezuela (República Bolivariana de)	48,0	47,8	40,1

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de cifras oficiales.

^a Neto de contribuciones sociales. En el caso de la Argentina, el Ecuador y Colombia se toma en cuenta la información a nivel del sector público no financiero (SPNF).

^b Cálculo sobre los valores acumulados de los periodos, en dólares constantes del 2010.

En el caso de Ecuador, Venezuela, Trinidad y Tobago, México y Bolivia, los ingresos por la producción de hidrocarburos en los últimos años han representado más del 30 por ciento de sus ingresos, mientras que para Colombia, Argentina, Perú y Brasil no más del 15 por ciento del total de las recaudaciones, y por ende, comparativamente, las variaciones en el precio del petróleo y del gas natural no deberían afectar sus presupuestos nacionales de manera tan substancial como en los otros casos.

Estos ingresos fiscales en proporción al Producto Interno Bruto (PIB) de cada país demuestran un resultado similar. Para Ecuador, Trinidad y Tobago, Venezuela y Bolivia han estado alrededor de 10 por ciento del PIB en el último quinquenio, mientras que para los demás su relevancia es menor. Es interesante observar como la importancia de los ingresos fiscales provenientes del sector del petróleo ha evolucionado, en algunos casos como en el de México y Perú, su relevancia respecto al PIB se ha mantenido relativamente constante en las últimas década; para Argentina, Venezuela y Trinidad y Tobago, su representatividad respecto al PIB ha disminuido; mientras que para Colombia, Ecuador y Bolivia su proporción respecto al PIB se ha incrementado. Ver Cuadro 3.

Si bien el indicador de los ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos como porcentaje del PIB (presión tributaria y no tributaria) es importante para medir la relevancia de las recaudaciones provenientes de la producción de hidrocarburos no demuestra en su totalidad la importancia del sector para las finanzas públicas ya que no toma en cuenta los ingresos no-fiscales. El indicador de renta económica total de los hidrocarburos⁴⁹, que a la vez de incluir los ingresos fiscales

⁴⁹ Renta económica que representa la producción de petróleo y gas natural valorada al precio internacional neto de costos de exploración, desarrollo y extracción. Teóricamente el valor de esta renta se distribuye entre el Estado (Government take), a través de la recaudación fiscal, y el inversor (Contractor take), a través de la utilidad corporativa.

considera aquéllos ingresos por las utilidades de las empresas estatales y privadas del sector, muestra de manera integral la importancia del sector para las economías de los países en cuestión⁵⁰.

Cuadro 3
América Latina y el Caribe (países seleccionados): ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos en proporción al PIB^a
(En porcentajes)

	2000 - 2003	2004-2009	2010-2014
Argentina	1,8	1,6	1,2
Bolivia (Estado Plurinacional de)	2,7	8,5	10,7
Brasil	0,7	1,0	0,9
Colombia	1,6	2,7	3,9
Ecuador	5,8	8,0	13,1
México	2,9	5,2	5,4
Perú	0,5	0,9	1,2
Trinidad y Tabago	7,9	15,7	13,1
Venezuela (República Bolivariana de)	10,3	12,4	10,5

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de cifras oficiales.

^a Cálculo sobre los valores acumulados de los periodos, en dólares constantes del 2010.

Como se observa en el Cuadro 4, para algunos países de la región la renta económica por hidrocarburos define sus finanzas públicas; en un extremo para Trinidad y Tobago la renta por hidrocarburos representaba más de la mitad de su PIB en el anterior quinquenio, habiendo disminuido esta relación significativamente en los últimos años a pesar de haber existido en promedio un mayor precio del petróleo; no de forma tan marcada como el caso anterior, pero de similar manera, las rentas del petróleo son determinantes en Venezuela, Ecuador y Bolivia; en el otro extremo para Brasil y Perú esta relación es menor a tres por ciento del PIB.

Cuadro 4
América Latina y el Caribe (países seleccionados): renta económica de hidrocarburos^a en proporción al PIB^b
(En porcentajes)

	2000 - 2003	2004-2009	2010-2014
Argentina	4,4	7,6	3,7
Bolivia (Estado Plurinacional de)	9,8	28,5	13,2
Brasil	2,0	3,1	2,7
Colombia	5,5	6,9	8,1
Ecuador	12,5	20,6	17,3
México	4,4	8,0	7,1
Perú	1,4	2,4	2,3
Trinidad y Tabago	32,7	53,5	32,1
Venezuela (República Bolivariana de)	25,3	33,5	24,2

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de los Indicadores de Desarrollo Mundial (WDI) del Banco Mundial.

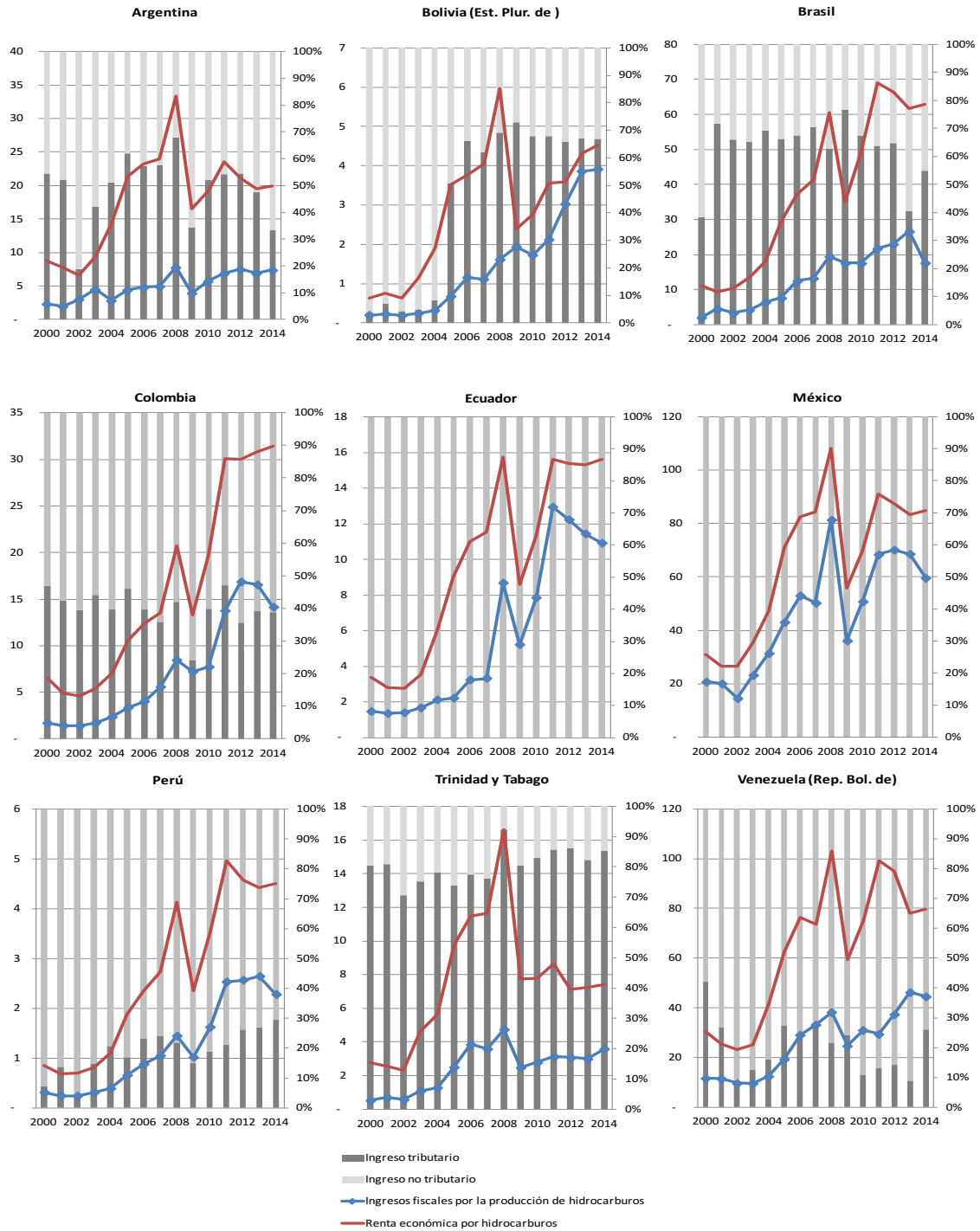
^a Renta económica calculada por el Banco Mundial. Puede diferir de la renta real de los países, calculada sobre precios efectivamente comercializados y costos particulares, según condiciones físicas y económicas específicas.

^b Cálculo sobre los valores acumulados de los periodos, en dólares constantes del 2010.

El gráfico 8 presenta un resumen comparativo de los ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos, de la renta de hidrocarburos y de la participación porcentual de los ingresos tributarios y no tributarios del sector para los países seleccionados.

⁵⁰ Ver la sección 4.2.4. en la cual se presenta la renta económica para las reservas y recursos en aguas someras en México, estimada entre 2,5% y 3,5% del PIB bajo distintos regímenes fiscales y ante un precio de 60 dólares el barril.

Gráfico 8
América Latina y el Caribe (países seleccionados): ingresos fiscales por la producción de hidrocarburos, renta de hidrocarburos y proporción de ingresos tributarios y no tributarios
(En miles de millones de dólares y en porcentaje del total)

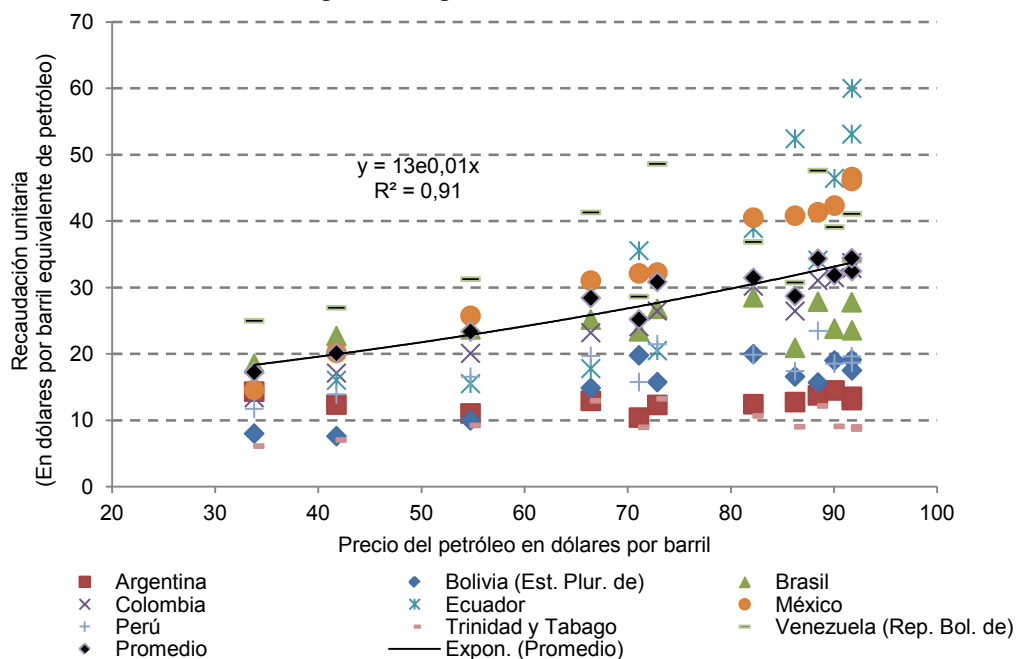


Fuente: Elaboración propia en base a cifras oficiales de los países y del Banco Mundial.

La recaudación fiscal unitaria por las actividades de exploración y producción de hidrocarburos es muy variable a nivel país y en promedio estaría correlacionada al andamiaje del precio internacional del petróleo, situación que se evidenció en la última década (ver gráfico 9).

Ante un precio internacional de 90 dólares el barril, como lo sucedido desde el año 2011 durante el último “boom” de precios, la región recaudó entre 10 y 50 dólares por barril de petróleo equivalente producido, siendo que esta variabilidad estuvo influida por aspectos de diseño fiscal, producción, tipo de hidrocarburo y régimen de precios presente en los países productores.

Gráfico 9
América Latina y el Caribe (países seleccionados): recaudación fiscal por actividades de exploración y producción de hidrocarburos^a ante el precio del petróleo, 2003-2014^b



Fuente: Elaboración propia en base a cifras oficiales de los países

^a Incluye ingresos tributarios y no tributarios por la exploración y producción de petróleo y gas natural. La recaudación por el impuesto a la renta de empresas petroleras incluye aquella correspondiente a actividades de refinación y comercialización de derivados. Debido a lo agregado de la información base, la información para el Ecuador pudiera asimismo incluir impuestos indirectos como el IVA.

^b El cálculo se basa sobre promedios móviles de dos años a precios del 2010 durante el período.

Las características del sistema fiscal dadas por las alícuotas, base imponible, grado de deducibilidad y progresividad determinaron tanto el comportamiento de instrumentos tributarios como el impuesto a la renta de las empresas petroleras, cuanto de no tributarios como las regalías y otros los cuales resultaron ser de fácil recaudación e importante aporte fiscal⁵¹.

⁵¹ Al año 2014 cerca del 80% de la recaudación fiscal regional provino de instrumentos no-tributarios como las regalías, dividendos y derechos distribuidos al Estado por parte de empresas privadas y estatales como Ecopetrol, PDVSA y PEMEX. La producción regional de petróleo cuenta con regalías ad valorem fijas en Bolivia (18%) y Argentina (12%); así como regalías ad valorem variables o escalonadas en Venezuela (20%-30%), Perú (5%-25%), Trinidad y Tobago (10%-12,5%), Colombia (8%-25%), Ecuador (12,5%-18,5%) y Brasil (5%-10%) las cuales son sujetas a aspectos de rentabilidad dados por ubicación del reservorio, volumen de producción y/o precio de comercialización. A partir del nuevo régimen fiscal de Agosto de 2014, México cuenta con regalías de petróleo (i.e. Derecho de Extracción en régimen de Asignación) las cuales son variables en 7,5%-16% ante precios de 48 a 115

Una importante producción del gas natural en el total de hidrocarburos, como lo que sucede en Trinidad y Tobago, Bolivia (Est. Plur. de), Perú y Argentina, pudiera propiciar que su valoración en boca de pozo repercuta en una menor recaudación fiscal por unidad energética equivalente al barril de petróleo⁵².

Asimismo, la existencia de precios mayoristas para la producción de petróleo y gas natural con destino al mercado interno (los cuales resulten ser subsidiados o regulados por debajo de los precios de referencia mundial) ocasiona que la menor valoración de la producción así obtenida repercuta en una menor recaudación y menor correlación (i.e. siendo más inelástica) a cambios en el precio internacional del petróleo.

En todo caso, a nivel regional se estima que por cada dólar de disminución en el precio internacional del petróleo, la región deja de recaudar por impuestos y regalías cerca de 30 centavos de dólar por barril de petróleo equivalente producido. Sin embargo esta disminución es cada vez menor ante un menor precio (cae en aproximadamente 1% ante un dólar de disminución en precio), reflejando en cierto grado la progresividad del sistema.

De no existir cambios sustanciales sobre el actual régimen fiscal y niveles de producción regional de hidrocarburos de 14,2 millones de barriles equivalentes de petróleo al día, se espera que ante precios de mediano plazo en torno a los 60 dólares el barril se recaude cerca de 125 mil millones de dólares por año en los países exportadores más importantes de la región, lo cual representa cerca de 50 mil millones de dólares menos por año, es decir, aproximadamente un 1 por ciento del PIB menos respecto a un escenario de precios altos como el evidenciado en los últimos años. En otras palabras la disminución en 33 por ciento en el precio internacional del petróleo (i.e. desde 90 a 60 dólares) propiciaría una reducción anual en la recaudación fiscal promedio regional de aproximadamente 25 por ciento por las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Con el fin de compensar la pérdida en recaudación fiscal que se evidenciaría por menores precios, la región tendría que aumentar en 35% la producción actual los próximos años, es decir cerca de 5 millones de barriles equivalentes de petróleo al día adicionales (equivalente a la producción actual de México y Trinidad y Tobago). Un escenario difícil en un contexto actual restrictivo, caracterizado por la reducción y aplazamiento de los planes de inversión en actividades de exploración y producción de hidrocarburos por parte de las empresas petroleras nacionales y extranjeras, que hacen imposible pensar en esta opción en un corto plazo.

Otras estimaciones basadas en una reducción a la mitad del precio del petróleo y caída en los precios de otras materias primas, evidenciada entre el primer trimestre de 2015 y el promedio de 2014, estiman la caída en la recaudación fiscal en 51%, 47%, 44% y 16% para Trinidad y Tabago, Ecuador, México y Bolivia (Est. Plur. de) respectivamente (CEPAL, “Estudio Económico de América Latina y el Caribe”, 2015).

Asimismo se estima que la disminución en regalías tendrá efectos directos sobre las regiones productoras beneficiarias, por ende pudiera existir un posible riesgo de aumento en conflictos sociales debido a la contracción económica y aumento en niveles de desigualdad.

Sin embargo el efecto final de la caída en la recaudación tendería a compensarse de alguna manera por la devaluación de las monedas nacionales frente al dólar (experimentada por muchos de los países exportadores de hidrocarburos a partir de finales del 2014) la cual amortigua la caída porcentual de los ingresos fiscales en moneda nacional presentes en el balance fiscal⁵³.

dólares el barril. Asimismo muchos países consideran este mismo diseño progresivo para la producción de gas natural aunque con menores alícuotas (ver cuadro A.1. del Anexo).

⁵² Un alto precio del gas natural de 10 dólares /MMBtu equivaldría a contar con un bajo precio por equivalencia energética dado por el barril de petróleo equivalente de cerca de 58 dólares. Asimismo un precio del gas natural cercano a 3 dólares /MMBtu (i.e. fruto de indexación a un mercado gas-gas como el Henry Hub de referencia en México y Perú) disminuye aún más la valoración.

⁵³ Ante las variaciones tanto de la recaudación por hidrocarburos (α) cuanto de la moneda nacional frente al dólar (β), el efecto neto sobre la recaudación por hidrocarburos en moneda nacional (δ) estaría dado por: $\delta = \alpha + \alpha * \beta + \beta$. En este

Dado lo anterior los países se ven en la necesidad de diversificar y ampliar sus fuentes de ingreso y financiamiento ante una política de administración eficiente de los egresos públicos. Interesantes opciones se dan por las reformas tributarias ya emprendidas o el replanteamiento de subsidios energéticos regresivos. Asimismo la concreción de créditos concesionales resultan ser importantes para un endeudamiento sostenible.

6. Caída del precio de exportación: análisis y recomendaciones

Según las estimaciones presentadas en el primer capítulo, las probabilidades de que el precio del petróleo incremente a los niveles observados en la primera mitad del 2014 es muy baja. En este escenario de precios relativamente bajos del petróleo en los próximos años los impactos sobre los países productores/exportadores van a ser importantes (los impactos sobre los países importadores se desarrollan en detalle en la siguiente sección).

Los países exportadores de petróleo experimentarán presiones fiscales; la intensidad del impacto fiscal estará en directa relación al nivel de dependencia de cada país respecto a sus ingresos directos vinculados al petróleo. En esta lógica, las finanzas públicas de Venezuela serán las más severamente afectadas. Como fue analizado en la anterior sección, las recaudaciones fiscales por exportaciones de petróleo representan más del 40% de los ingresos fiscales y aproximadamente 10% del PIB. En un contexto donde los niveles de inversión ya estaban severamente disminuidos y donde los niveles de deuda son elevados⁵⁴, los impactos de los bajos precios del petróleo por un periodo prolongado, van a representar un relevante impacto negativo sobre la economía Venezolana⁵⁵.

Dos factores adicionales que deben tomarse en cuenta en el caso Venezolano, que de alguna manera fortalecerán el impacto negativo de los bajos precios del petróleo, es que i) las recaudaciones tributarias por la venta de hidrocarburos en el mercado interno son negativas, es decir los bajos precios a los consumidores representan un costo fiscal⁵⁶, y ii) el presupuesto público toma en cuenta pronósticos de precios del petróleo significativamente más altos para cubrir sus gastos, el Deutsche Bank Journal (2014) pronostica que Venezuela precisa un precio por barril de cerca 117 dólares para lograr un equilibrio en el balance fiscal.

En el caso de Colombia las recaudaciones por la producción y exportación de petróleo representan aproximadamente 15% de los ingresos fiscales y aproximadamente 4% del PIB, así, los impactos de los precios bajos del petróleo impactarán el ámbito fiscal. Los factores que ayudarán a mitigar los impactos son, i) los costos de producción están entre los más bajos de la región, ii) los niveles de producción crecieron de manera significativa y sostenible durante la última década (el 2014 fue el primer año en que la producción bajó desde el año 2005) y iii) el hecho de que el Gobierno Colombiano haya venido adelantando reformas como aquella tributaria en pos de mitigar el impacto de la baja del precio del petróleo.

El caso del Ecuador es similar, sus recaudaciones por producción de petróleo representan aproximadamente 40% de sus ingresos fiscales y aproximadamente 13% del PIB, en este sentido, los impactos de los precios bajos del petróleo impactarán de manera significativa en el ámbito fiscal. El gobierno ha sido proactivo para mitigar los impactos fiscales, de hecho ha disminuido el presupuesto proyectado para el año 2015 substancialmente; ha incrementado su liquidez de manera significativa a través del crédito con organismos multilaterales y bilaterales como China⁵⁷. Una dificultad adicional que lo diferencia de los otros países de la región es que, al ser una economía basada en el dólar americano, no

sentido se pudiera esperar que ante un -25% de disminución anual en la recaudación en dólares y devaluación anual del 15%; la reducción efectiva neta en la recaudación en moneda nacional sería de aproximadamente -14%.

⁵⁴ La deuda de Petróleos de Venezuela (PDVSA) alcanza los 66.000 millones de dólares, esta fue recientemente bajada de categoría a “CCC” de “B” por Fitch Ratings y a “Caa” por la empresa Moodys’s (Erana, 2015).

⁵⁵ Según la empresa de servicios financieros Bloomberg, las probabilidades de que el país caiga en un default en 2016 a causa de la baja de sus ingresos se elevaron a 73% en el mes de agosto de 2015 según las clasificadoras de riesgo (La Tercera, 2015).

⁵⁶ La sección 4.3.5 presenta un análisis detallado de los precios de los combustibles para los consumidores.

⁵⁷ Véase la sección 5.2.1 para un análisis de los préstamos con los bancos de la China.

tiene la posibilidad de utilizar herramientas de política monetaria para estimular la economía a través por ejemplo de menores tasas de interés. El Wall Street Journal (2014) pronostica que Ecuador precisa un precio por barril de cerca 80 dólares para lograr un equilibrio en el balance fiscal⁵⁸.

Bolivia no exporta petróleo, sin embargo sus recaudaciones por exportaciones de gas natural representan más del 32% de los ingresos fiscales y aproximadamente 10% del PIB. Dado que sus contratos de exportaciones de gas natural con Argentina y el Brasil están fijados con relación a los precios internacionales de derivados del petróleo, sus ingresos fiscales sufrirán un importante impacto negativo. Dado que el cálculo de los precios de importación se refiere a promedios de meses anteriores⁵⁹, estos rezagos han permitido que durante el año 2014 y principios del 2015 no se perciba un impacto significativo en el ámbito fiscal. Sin embargo en el primer semestre de 2015 respecto a similar periodo del 2014, el impacto ya es evidente al disminuir el precio del gas natural ponderado de exportación en cerca 28% y los ingresos fiscales en 20%⁶⁰.

En el corto plazo Bolivia puede afrontar este impacto fiscal ya que cuenta con un importante nivel de depósitos y reservas internacionales, sin embargo las predicciones sobre la duración de los precios bajos del petróleo son significativamente mayores al periodo que alcanzarían las reservas internacionales a cubrir la importación de bienes y servicios estimados en 14 meses⁶¹. Dado que el Presupuesto General del Estado para el 2015 contempla un precio promedio del WTI de 80 dólares por barril⁶², y dadas las proyecciones del precio del petróleo, ajustes adicionales en el ámbito fiscal serían necesarios para mantener el balance presupuestario. Asimismo la búsqueda de equilibrio fiscal y del sector externo dependerá del éxito de las actuales políticas del Estado en torno a la diversificación de mercados de exportación de energía e industrialización de los recursos naturales a corto plazo⁶³.

El caso del México es de alguna manera diferente a los anteriores, ya que si bien sus recaudaciones por exportaciones de petróleo representan aproximadamente 32% de los ingresos fiscales y 5,4% del PIB, al ser una economía ampliamente diversificada hacia manufacturas el impacto sería importante pero comparativamente menor a los casos anteriores, por otro lado, como fue analizado a detalle en la sección 4.2.4, los esfuerzos de México serán claves para mitigar el impacto de la baja del petróleo.

El impacto fiscal para el caso de Brasil es menor en importancia comparativamente con los otros países estudiados ya que se balancean aspectos negativos y positivos. Por un lado el impacto de los bajos precios del petróleo será negativo para los ingresos fiscales por exportaciones, aunque de forma menor que en los otros países debido a que casi la totalidad de la producción petrolera brasileña tiene como destino el mercado interno. Por otro lado la caída en el precio de referencia de paridad de importación a principios del año 2015 permitió reducir el monto de subsidio al consumo de los combustibles e

⁵⁸ WSJ en base a datos de Ministerio de Finanzas del Ecuador.

⁵⁹ El precio para el gas boliviano exportado a Brasil se fija cada tres meses con una fórmula que incluye una canasta de tres fuel oils; el precio contempla un mecanismo para evitar cambios bruscos tomando en cuenta el comportamiento de trimestres precedentes. El precio para el gas exportado a Argentina se fija asimismo cada tres meses; pero con una fórmula del precio consistente en una canasta de tres fuel oils y un diesel oil.

⁶⁰ Desde el primer semestre de 2014 a aquél del 2015, la caída en el precio ponderado de exportación fluctuó desde 9,3 a 6,7 dólares el millón de BTU, lo que se tradujo en una caída en la recaudación por el Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) y las regalías desde 1.758 a 1.428 millones de dólares (Página Siete e YPFBa, 2015).

⁶¹ De hecho las reservas internacionales brutas del Estado Plurinacional de Bolivia disminuyeron en 3% o 475 millones de dólares (i.e. desde 15.123 a 14.648 millones de dólares) en los primeros cinco meses del año 2015 (CEPAL, 2015).

⁶² Observando el precio del petróleo. La Razón. La Paz, Enero de 2015

⁶³ En específico estas políticas y retos se dan por: a) la exportación de gas licuado de petróleo y gas natural licuado al Paraguay y Perú a través de nueva infraestructura y contratos de comercialización convenientes en precios, volúmenes y plazos; b) la industrialización del litio (en baterías) y gas natural (en petroquímica) mediante transferencia tecnológica y contratos de comercialización acertados; c) disponibilidad de recursos y gestión pública para que gobiernos sub nacionales y municipales, junto con la estatal YPFBa, inviertan en actividades de exploración y producción de hidrocarburos para que durante la próxima década los ingresos fiscales aumenten en setenta por ciento (i.e. de 3.600 a 6.200 millones de dólares por año); d) la ejecución de proyectos de generación hidroeléctrica, térmica y energía renovable para la exportación de electricidad al Perú, Argentina y el Brasil mediante contratos de venta a largo plazo y desarrollo de infraestructura de interconexión.

incrementar la alícuota del principal impuesto federal sobre la gasolina y el diesel⁶⁴ hacia la reducción del déficit fiscal primario de 0,3% y global de 5,3% del PIB al año 2014 (CEPAL, 2015).

Para varios países del Caribe que importan su petróleo a través de la iniciativa PETROCARIBE, la complicada situación fiscal que representa la baja del precio del petróleo para Venezuela podría traducirse en presiones fiscales importantes⁶⁵. El acuerdo PETROCARIBE está basado en varios principios políticos⁶⁶, sin embargo se ha traducido en una alianza que ha consistido en que los países caribeños miembros compren el petróleo venezolano en condiciones de pago preferencial. En general, estos países compran petróleo de Venezuela a precios de mercado pero reciben financiamiento bajo la forma de préstamos para una parte importante de los costos de importación, a bajas tasas de interés y largos vencimientos. Con los precios del petróleo más bajos, los países importadores están en mejores condiciones desde una perspectiva de solvencia pero pueden perder una parte del préstamo, lo cual dañaría la liquidez y ejercería una presión substancial en el presupuesto actual (BID, 2015). Además, muchos de los países integrantes utilizan el componente de subsidio del financiamiento de Petrocaribe para sustentar el gasto a largo plazo, y podrían verse enfrentados a un ajuste fiscal espinoso si esta fuente de financiamiento desapareciera (Rennhack y Valencia, 2015). En el punto 5.2.1 se enfoca a profundidad esta iniciativa dentro del análisis del endeudamiento externo.

Las percepciones de los analistas financieros a nivel internacional al respecto es similar al análisis presentado en los anteriores párrafos: *“La reducción del precio del petróleo por encima del 55% en los últimos seis meses, por debajo de los 50 USD por barril, trae importantes implicaciones para América Latina. Los países productores que más serán afectados son Venezuela, Colombia y Ecuador, cuyas exportaciones e ingresos impositivos dependen del petróleo, en menor medida Brasil y México, que tienen economías más diversificadas”* (Erana, 2015). *“En global, cuando se trata de países de economías emergentes y el colapso del precio del petróleo hay más ganadores que perdedores... Entre los perdedores están México, Venezuela, Colombia... con serias disminuciones en sus ingresos”* (Gould, 2015). *“Mientras la más visible variabilidad de precios se dio en el petróleo, que impactará negativamente sobre todo a Colombia y Venezuela, pero que tendrá un efecto positivo sobre más de la mitad de los países de la región...”* (Loes, 2015).

En global, el escenario estimado de precios futuros en torno a los 60 dólares el barril⁶⁷ y de no darse cambios sustanciales sobre el actual régimen fiscal y producción regional de hidrocarburos, se espera una disminución fiscal de aproximadamente 1% del PIB con respecto a un escenario de precios altos para los países productores/exportadores seleccionados⁶⁸. Es decir, una reducción anual de las recaudaciones fiscales de aproximadamente 25 por ciento provenientes de actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

En resumen, para los países de la región productores/exportadores de petróleo, los bajos precios representarán importantes desafíos; para algunos países los impactos serán significativamente

⁶⁴ La alícuota del impuesto federal sobre los combustibles (CIDE) aumentó de 0 a 0,22 reales por litro para la gasolina y de 0 a 0,15 reales por litro para el diesel, lo que junto con la devaluación de la moneda aumentó los precios de la gasolina en 8,4% desde enero a febrero de 2015, i.e. desde 3,05 a 3,31 reales por litro (Global Petrol Prices 2015). Esta política se espera genere una mayor recaudación estimada en más de 1.000 millones de dólares durante el 2015, con eventuales repercusiones sobre la inflación del país y la competitividad del etanol.

⁶⁵ Para la empresa estatal venezolana PDVSA el decidir reformular los subsidios al consumo de combustibles y/o la iniciativa comercial PETROCARIBE (i.e. de 2.300 millones de dólares o 0,6% del PIB el año 2013) pudiera representar una oportunidad para reducir el déficit fiscal y mejorar la salud financiera de la empresa. Ver sección 5.2.1 para profundizar este tema.

⁶⁶ La iniciativa PETROCARIBE nació el 29 de junio de 2005. Lo integran Antigua y Barbuda, Honduras, Bahamas, Jamaica, Belice, Nicaragua, Cuba, República Dominicana, Dominica, San Cristóbal y Nieves, Granada, San Vicente y las Granadinas, Guatemala, Santa Lucía, Guyana, Surinam, Haití y Venezuela.

⁶⁷ Véase sección 3.3.

⁶⁸ Se entiende por “precios altos” al nivel de precios observados en los últimos años precedentes a la segunda mitad del año 2014. Los países seleccionados son Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela.

mayores que para otros, éstos deberán hacer los esfuerzos necesarios para mantener sus presupuestos de gasto en directa relación a las potenciales disminuciones de los ingresos fiscales y poner énfasis en diversificar las fuentes de recaudaciones, para evitar una dependencia excesiva en las exportaciones de petróleo. Si bien el impacto será menor para algunos países es importante que éstos mantengan los instrumentos y regímenes fiscales bajo análisis y paulatinamente vayan mejorándolos para maximizar el valor y minimizar el riesgo para el Estado de las recaudaciones fiscales del sector del petróleo.

C. Régimen fiscal sobre el consumo/importación de hidrocarburos

Si bien para los países que producen y exportan petróleo y derivados las opciones de política fiscal, específicamente políticas en el ámbito tributario, son especialmente complicadas, para países que no producen hidrocarburos y/o producen cantidades que solamente abastecen el mercado local, las opciones son significativamente más limitadas. De hecho la marcada importancia que tienen los derivados del petróleo para prácticamente todos los ámbitos de la economía y los agentes económicos, son elementos que justifican que, además de estar sujetos al lo que comúnmente se define como el “régimen tributario general”, el sector de los hidrocarburos este sujeto a otros esquemas fiscales.

1. Características especiales del sistema tributario para el sector petrolero

En la Sección 4.2.1 analizamos porqué los recursos naturales no renovables, como ser el petróleo, tienen particularidades que los diferencian de otros sectores, y por lo tanto, porqué es necesario que los sistemas tributarios para su explotación, producción y exportación sean diseñados específicamente para el sector; cuando nos referimos al consumo interno o a la importación de productos del petróleo la racionalidad es desemejante, ya que la base tributaria no es esencialmente diferente a otros productos de consumo básico, sin embargo por sus características puede ser deseable que el sistema fiscal tenga un tratamiento diferente para productos de este sector.

2. Fijación de precios de los hidrocarburos

La fijación de los precios de los hidrocarburos para el mercado doméstico puede tener varios objetivos, los más importantes se mencionan continuación:

- **Protección a sectores productivos:** Dado que los hidrocarburos son insumos esenciales para la producción en diversos sectores económicos, el Estado puede beneficiarlos proporcionando combustibles a un costo menor que el de mercado; el subsidio reduciría los costos, o los mantendría bajos, para incentivar la inversión y la producción (teniendo como objetivo mayor el de incrementar la producción a lo largo de otros sectores y por ende fomentar el crecimiento económico).
- **Reducción de la inflación:** El control de la variación de precios de los hidrocarburos puede buscar reducir las presiones inflacionarias en la economía. El incremento en los precios de los hidrocarburos incrementa los costos de producción y genera expectativas de otros aumentos en el nivel general de precios, así, mantener los precios fijos puede ayudar a controlar la inflación.
- **Redistribución del ingreso:** Este objetivo puede ser cumplido al fijar precios mayores a los de mercado para combustibles que consumen los estratos de ingresos altos (e.g. cobrando un mayor impuesto a gasolinas de alto octanaje) , y precios menores a los de mercado para combustibles consumidos por los estratos de bajos ingresos (e.g. otorgando subsidios o cobrado bajos impuestos, según sea el caso, para el queroseno).

- **Preservación del medio ambiente:** La lógica detrás de este objetivo es incrementar el precio de los combustibles más contaminantes, generalmente a través de impuestos, para incentivar la utilización de energías alternativas más limpias (teniendo como objetivo mayor el de reorientar el parque automotor e industrial de un país).
- **Generación de recursos fiscales:** Dado que la cantidad de demanda de hidrocarburos es inelástica respecto a cambios en los precios, al utilizar los combustibles como base imponible, se pueden fijar tasas impositivas altas, lo cual puede incrementar los ingresos de manera significativa. Debe además notarse que este tipo de tributos son relativamente sencillos de administrar y de controlar en su cumplimiento.

Las políticas fiscales referentes a la fijación de precios son bastante complicadas de implementar, debido a que en general, los objetivos mencionados anteriormente entran en conflicto entre sí. Por ejemplo, la protección hacia los sectores productivos implica una caída en los ingresos fiscales; al mismo tiempo los bajos precios incentivan el uso de combustibles (i.e. desincentivan energías limpias alternativas) y por ende entorpecen la preservación del medio ambiente; o viceversa, el aumento en los precios de los hidrocarburos, mejora las recaudaciones fiscales, pero, empeora la distribución del ingreso y genera expectativas inflacionarias. Tal vez el problema más importante es que cuando el Estado interviene en el mercado de hidrocarburos, fijando precios, se pueden generar desajustes entre la oferta y la demanda.

Un problema adicional que sucede cuando se fijan los precios de los hidrocarburos por debajo de los precios de mercado, es decir cuando el Estado subsidia los precios de los combustibles, es que generalmente es muy difícil por razones políticas incrementar los precios posteriormente. En este sentido se han probado diferentes esquemas de fijación de precios que permiten movimientos “automáticos” del precio de los hidrocarburos ante cambios en el precio internacional. Los mecanismos más comunes son, i) reglas basadas en promedios móviles, ii) basadas en reglas de detonador (“trigger rules”) y iii) reglas de mínimos y máximos, o bandas de precios⁶⁹.

En general desde un punto de vista de una economía de mercado, donde los precios reflejan el costo de oportunidad de la utilización de los recursos, los precios de los combustibles a nivel interno reflejarían los precios del mercado internacional. En este contexto, para ambos, países importadores y países exportadores de petróleo, el precio de los hidrocarburos en el mercado doméstico estaría basado en el precio de paridad internacional. Es decir, para los importadores éste equivaldría al costo de mercado más seguro y flete, al que habría que añadirle impuestos, tasas y márgenes; para los exportadores éste equivaldría al precio de mercado de las exportaciones, o sea, el precio al cual el petróleo crudo doméstico o productos del petróleo pueden ser vendidos competitivamente a mercados vecinos.

3. Impuestos sobre el consumo de hidrocarburos

Si bien los impuestos sobre el consumo de hidrocarburos pueden ser instrumentos fiscales interesantes para financiar los gastos e inversiones públicas, la imposición de una carga tributaria, transforma las decisiones de consumo y producción. Cuando un impuesto distorsiona las decisiones económicas, impone cargas para la sociedad, que agregadas, exceden las recaudaciones del gobierno.

Sin embargo, es posible estimar el costo que representa un impuesto sobre los consumidores y productores, y también es posible estimar las recaudaciones que percibe el Estado. En este sentido, es posible calcular una tasa impositiva óptima para la economía, que minimice los costos para los consumidores y productores y a la vez maximice las recaudaciones.

⁶⁹ Mientras para el caso de promedios móviles el cálculo de los precios se basa en un promedio móvil basado en precios spot pasados, para las reglas con detonantes específicos los precios internos se ajustan al precio spot sólo cuando éste sobrepasa cierto valor fijado previamente, y para las reglas de mínimos y máximos y bandas de precios los precios internos solo pueden variar libremente dentro de una banda de precios fijada previamente, fuera de ella, se interviene para mantener los precios al nivel del límite superior o inferior de la banda (Binbham, 2001).

La Regla de Ramsey⁷⁰ establece que un impuesto a un producto específico debe adoptar una tasa (específica o al valor) que maximice los beneficios para la economía en su conjunto, donde la magnitud de los impactos depende de las elasticidades precio de las curvas de demanda y oferta.

El gráfico 10 representa un ejemplo que muestra en forma gráfica los impactos de un impuesto específico sobre el mercado de combustibles, para fines de simplicidad se asume un impuesto sobre un producto (e.g. gasolina) con una curva de oferta horizontal (i.e. elasticidad de oferta infinita, $\epsilon^s = \infty$), y no se toma en cuenta el impacto de los otros impuestos (e.g. IVA) sobre este mercado.

En el gráfico 10, el precio y cantidad de ventas de gasolina están demostrados por P_0 y por X_0 , respectivamente. Al introducir el impuesto, el precio sube a P_1 , el cual puede ser expresado como $P_1 = P_0 + T$, donde T es la tasa específica del impuesto. Al precio de P_1 los consumidores reducen su consumo de X_0 a X_1 . Tomando en cuenta que antes del impuesto, el excedente del consumidor equivalía a toda el área que se encuentra por debajo de la curva de demanda y por encima del precio, se puede observar que las pérdidas para los consumidores, equivalen al valor de área P_1, P_0, A, C .

Las recaudaciones tributarias por concepto del impuesto equivalen al área P_1, P_0, A, B , igual a la multiplicación de la cantidad vendida por la tasa del impuesto ($X_1 * T$). Entonces, si restamos las recaudaciones tributarias de las pérdidas de los consumidores, veremos que para la economía existe una pérdida neta representada en el gráfico por el área A, B, C . Esta pérdida se debe a que hay consumidores dispuestos a pagar un determinado precio por un producto que cuesta menos producir al insertar el impuesto se distorsiona esta decisión y estos consumidores deciden posponer o substituir su consumo.

Por tanto, es fundamental calcular las magnitudes de las recaudaciones potenciales y de las pérdidas para los consumidores, para encontrar un punto óptimo, donde se minimice el costo de la política tributaria sobre la sociedad en su conjunto.

Utilizando principios básicos de microeconomía aplicada dentro de la teoría de la economía del bienestar social, los ingresos impositivos, las cargas a los consumidores y productores y las pérdidas a la economía, se pueden calcular a través de estimaciones sobre la elasticidad de oferta y demanda (ϵ^s y η^d), los precios y las cantidades iniciales (P_0 y X_0) de un producto y la tasa impositiva (T).

Así, las recaudaciones tributarias potenciales (RT), para el caso del ejemplo en cuestión (impuesto específico sobre la gasolina) se pueden estimar a través de la siguiente fórmula:

$$RT = T * X_0 + P_0 X_0 (T/P_0)^2 * (\epsilon^s \eta^d) / (\epsilon^s - \eta^d).$$

Con las mismas variables, se pueden estimar las pérdidas netas para la economía a través de la siguiente fórmula:

$$PN = (1/2) P_0 X_0 (T/P_0)^2 * (\epsilon^s \eta^d) / (\epsilon^s - \eta^d).$$

Habiendo calculado estas dos igualdades se puede calcular una tasa óptima para la economía. Al comparar las recaudaciones tributarias (RT) menos las pérdidas netas para la sociedad (PN), a diferentes tasas, se puede observar que existe una tasa específica que maximiza los beneficios; ésta es la tasa óptima para la sociedad.

En otras palabras, cuando un incremento marginal en la tasa del impuesto, genera un beneficio neto marginal negativo, la tasa no debería ser incrementada a partir de este nivel. Examinando este postulado desde el punto de vista del Estado; la tasa de un impuesto a un bien específico debe ser incrementada hasta el punto en que el último incremento genere un beneficio neto igual a cero. Expresado en forma algebraica:

$$TM = RTM - PNM = 0$$

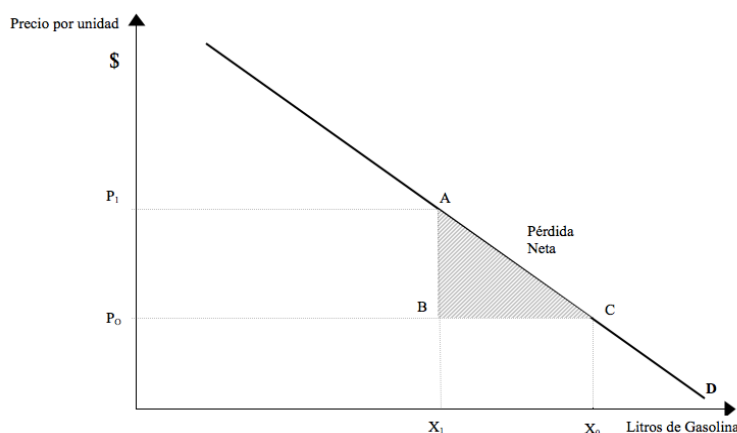
Donde, TM es la tasa marginal del impuesto, RTM son las recaudaciones marginales y PNM son las pérdidas netas marginales para la sociedad.

⁷⁰ Frank P. Ramsey (1927) desarrolló la teoría para impuestos óptimos sobre las ventas de los productos básicos en su artículo "Una contribución a la teoría de la imposición", también conocida como la regla de la elasticidad inversa.

Dado que el consumo de petróleo es relativamente inelástico, dentro de la lógica de minimizar los costos para los consumidores y productores y, maximizar las recaudaciones, las tasas impositivas óptimas para productos del petróleo pueden ser relativamente altas.

La posibilidad de imponer tasas tributarias relativamente más elevadas a los productos del petróleo, además de estar basadas en las consideraciones de la elasticidad mencionadas en los anteriores párrafos, se basan en consideraciones relacionadas al medio ambiente. En teoría, los impactos negativos al medio ambiente del consumo de combustibles no están enteramente reflejados en los precios, así, el imponer tasas impositivas comparativamente más elevadas pueden internalizar las externalidades negativas, nuevamente, representado importantes recaudaciones sin crear distorsiones económicas (en extremo, corrigiendo las distorsiones económicas creadas por las externalidades negativas).

Gráfico 10
Ejemplo: Impacto de la introducción de un impuesto específico sobre la gasolina



Es decir, si se toma en cuenta que existen costos al medio ambiente y otras externalidades negativas que no están incluidos en el precio⁷¹, entonces el verdadero valor del costo para la economía es mayor, y por ende, el precio debería ser mayor. En el ejemplo anterior, a medida que el verdadero precio se aleja de P_0 y se acerca a P_1 el costo neto para la sociedad se achica y el impuesto, en vez de crear distorsiones, más bien corrige las distorsiones de las externalidades, o, en otras palabras el impuesto tiende a internalizar las externalidades negativas reduciendo las pérdidas netas para la sociedad.

4. Subsidios al consumo de hidrocarburos

Los subsidios son mecanismos fiscales contrarios a los impuestos. Existen varios tipos de subsidios, sin embargo todos ellos tienen como común denominador el objetivo de incentivar el consumo o la producción de un determinado bien o servicio. En el caso de los subsidios a los productos del petróleo generalmente las razones se basan en, i) incentivar la inversión y la producción en sectores productivos de la economía, y ii) evitar que posibles aumentos del precio internacional del petróleo afecten a los consumidores finales (dado que son productos de consumo básico).

En general se puede constatar que en países productores/exportadores de petróleo se tiende a controlar o influir en la industria de los hidrocarburos de forma marcada, y por tanto son más propensos a subsidiar los combustibles. Para Mendoza (2014), la justificación más utilizada por los gobiernos es de hacer partícipe a la sociedad del beneficio por ser “dueños” de un recurso abundante (petróleo), que se refleje por el aumento de los subsidios o la reducción de los impuestos de las gasolinas y el diesel.

⁷¹ Los costos pueden incluir: contaminación del aire por partículas finas resultantes de la combustión de fósiles, congestión vehicular, accidentes de tráfico y emisiones de CO_2 que pueden representar importantes costos por el cambio climático (Coady et.al., 2015).

Como Bárány y Grigonyt (2015) lo definen, los subsidios, además de impactar sobre la cantidad y el precio de los hidrocarburos, impactan sobre el medio ambiente, el empleo, y otros factores clave de la economía⁷². El acceso de la población a servicios básicos de energía incrementa el estándar de vida de la población de bajos recursos; y servicios energéticos modernos y asequibles promueven el desarrollo económico y reducen la dependencia de las importaciones. Mientras estos objetivos son merecedores del apoyo gubernamental, en muchas ocasiones los subsidios a los combustibles no han logrado cumplir con estos objetivos.

Uno de los problemas más importantes de los subsidios a los hidrocarburos es que representan costos para el Estado que compiten por recursos fiscales con proyectos cuyos beneficios pueden ser dirigidos de mejor manera. Dado que los subsidios a los hidrocarburos se enfocan sobre el consumo, benefician a todos los quintiles de ingreso sin discriminar en base a la capacidad de pago; en este sentido, los estudios muestran que habitualmente este tipo de subsidios benefician comparativamente más a extractos de ingreso medio y alto que a los de bajo ingreso. Consistentemente diferentes estudios muestran que los recursos que se pueden dirigir y enfocar sobre la población de menores ingresos son los que mejor cumplen con la función de distribución del ingreso y alivio de la pobreza⁷³.

El principal problema de los subsidios a los hidrocarburos es que crean distorsiones en los precios, que se traducen en incentivos perversos y señales erróneas que afectan las decisiones de consumo e inversión en el sector. Estas distorsiones crean incentivos al consumo de combustibles fósiles y desincentivos al consumo de energía de fuentes alternativas. De esta misma manera, representan distorsiones sobre las decisiones de inversión en proyectos de desarrollo de fuentes alternativas de energía. Este tema se discute en la sección 5.3.2.

Se estima que los subsidios al sector energético son los más representativos a nivel global. McKinsey (2011) estima que cada año los subsidios al consumo y producción alcanzan a más de 1,1 billones de dólares⁷⁴, de los cuales 410.000 millones se destinan a subsidiar al sector energético, incluyendo el consumo de combustibles fósiles (gas natural y carbón) para la producción de energía eléctrica y excluyendo los subsidios para energía alternativa⁷⁵. El remanente se destina a subsidios para la producción agrícola, agua y en menor medida para la explotación pesquera. Ver gráfico 11.

Para evaluar adecuadamente los impactos de los subsidios es importante precisar cómo se define el término como tal: Se define como “subsidio pre-impuesto” cuando el precio al consumidor es menor al costo de oferta⁷⁶, mientras que se define como “subsidio post-impuesto” cuando el precio está por debajo del costo de eficiencia para la economía (FMI, 2013). Es decir, en el caso de subsidio post-impuesto el precio de referencia incluye un impuesto que refleja la corrección de las externalidades negativas. Como fue explicado en el ejemplo de la sección anterior (4.3.3), existen

⁷² La eliminación de los subsidios coadyuvaría a la reducción del 20% de emisiones de dióxido de carbono y al aumento del 3,6% del PIB en los ingresos de los gobiernos.

⁷³ La Agencia Internacional de Energía estima que sólo el 8% de los subsidios son dirigidos al quintil (20%) más pobre de la población.

⁷⁴ En inglés y portugués brasileño representa 1,1 trillones de dólares.

⁷⁵ Por su parte la Agencia Internacional de Energía menciona que el aumento en el monto de “subsidio pre-impuesto” al consumo de energía (sin contar externalidades), en moneda nacional, se debe a incrementos en el precio de referencia internacional (i.e. precio de combustibles en función al precio del petróleo), devaluaciones de las monedas nacionales frente al dólar y por aumentos en la demanda de combustibles. En este sentido el subsidio al consumo energético aumentó desde los 300.000 hasta los 548.000 millones de dólares en el periodo 2009-2013, representando aquél de los combustibles (petróleo) cerca de la mitad de estos montos (AIE, 2014).

⁷⁶ En este sentido la Agencia Internacional de Energía calcula el “subsidio pre-impuesto” mediante la metodología del diferencial de precios dada por: $(P^*-P)*X$, en donde P^* =precio de referencia en moneda nacional; P =precio interno en moneda nacional; X =volumen consumido. Si el país es importador neto de combustibles, el precio de referencia paridad de importación es:

$P^*=[\text{Precio fob del producto en Golfo de México de EE.UU.} \pm \text{ajuste por calidad+flete y seguro} + \text{costo de distribución+impuesto IVA}] * \text{tipo de cambio}$.

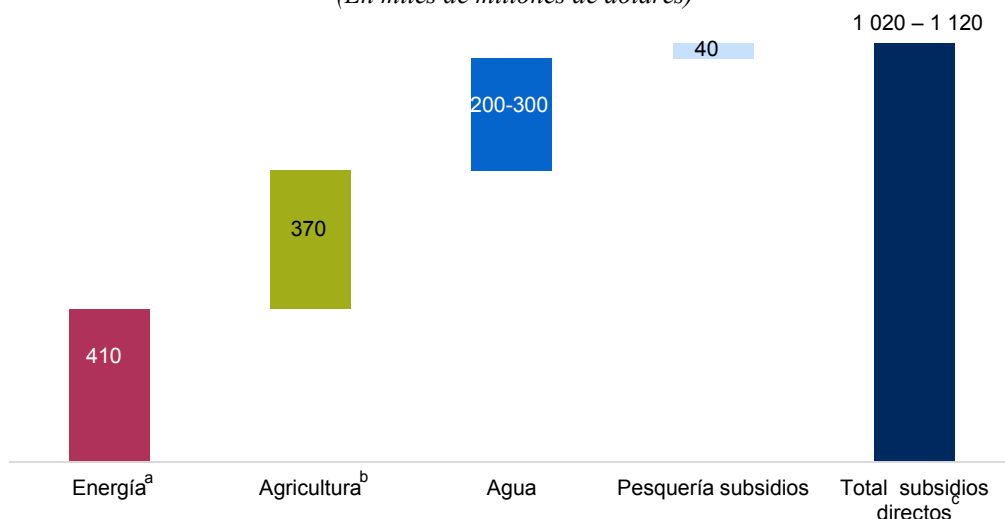
Si el país es exportador neto de combustibles, el precio de referencia a paridad de exportación es:

$P^*=[\text{Precio fob del producto en Golfo de México de EE.UU.} \pm \text{ajuste por calidad+flete y seguro} + \text{costo de distribución+impuesto IVA}] * \text{tipo de cambio}$.

costos que no reflejan a cabalidad en los precios de los hidrocarburos, así, cuando se fijan tributos sobre éstos se internalizan dichos costos, y por ende, las pérdidas netas para la sociedad disminuyen (en vez de aumentar como sucede cuando se fijan impuestos sobre el consumo).

Coady et al. (2015) estima que los subsidios post-impuesto al sector energético, que incluyen externalidades, en global ascienden a casi 5 billones de dólares por año u 8% del PIB⁷⁷. El gráfico 12 demuestra los subsidios en billones de dólares y porcentaje del PIB para siete regiones del mundo.

Gráfico 11
Estimación del valor mundial de los subsidios directos sobre el consumo y producción de recursos naturales, 2011
(En miles de millones de dólares)



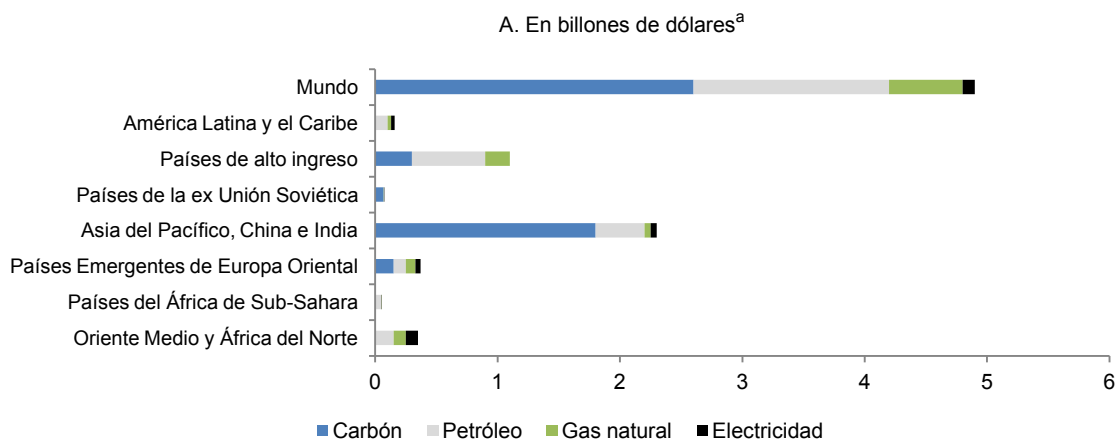
Fuente: McKinsey (2011) en base a OECD; IEA; UNEP; Global Water Institute y McKinsey analysis.

^a Incluye el consumo de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica; excluye los subsidios para energía alternativa.

^b Estimaciones basadas en OCDE más Brasil, China, Sudáfrica y Ucrania.

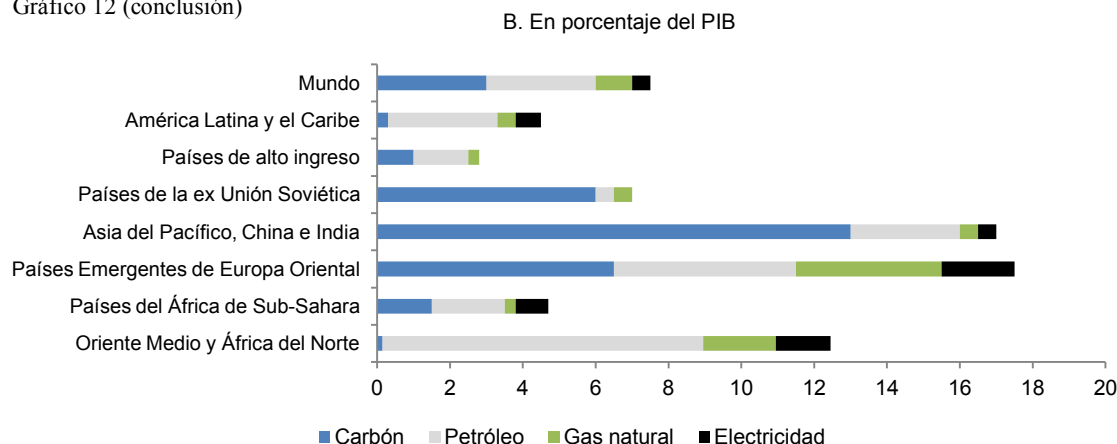
^c Excluye externalidades no cuantificadas como ser emisiones de carbono e impactos al ecosistema.

Gráfico 12
Subsidios post-impuesto al sector energético por región y por producto, 2013



⁷⁷ En inglés y en portugués brasileño 5 trillones de dólares.

Gráfico 12 (conclusión)



Fuente: Coady et al. (2015).

^a Trillones en inglés.

5. El traspaso de los cambios en los precios internacionales de petróleo

La fijación de precios de los hidrocarburos, los sistemas impositivos específicos sobre combustibles fósiles, y los subsidios al consumo de los derivados del petróleo no permiten que los cambios en los precios internacionales del petróleo se traspasen de forma significativa a los consumidores finales⁷⁸. En este sentido, en los países donde los precios de los derivados del petróleo están relativamente más liberalizados, los cambios en el precio internacional del petróleo tienen un amplio impacto directo sobre los consumidores. Por otro lado, en países donde los precios están regulados el traspaso podría ser mínimo o nulo. El análisis de Husain A., et al. (2015) sugiere que para la segunda mitad del año 2014 el traspaso de la caída del precios del petróleo se traspasó a los consumidores en aproximadamente 50 por ciento.

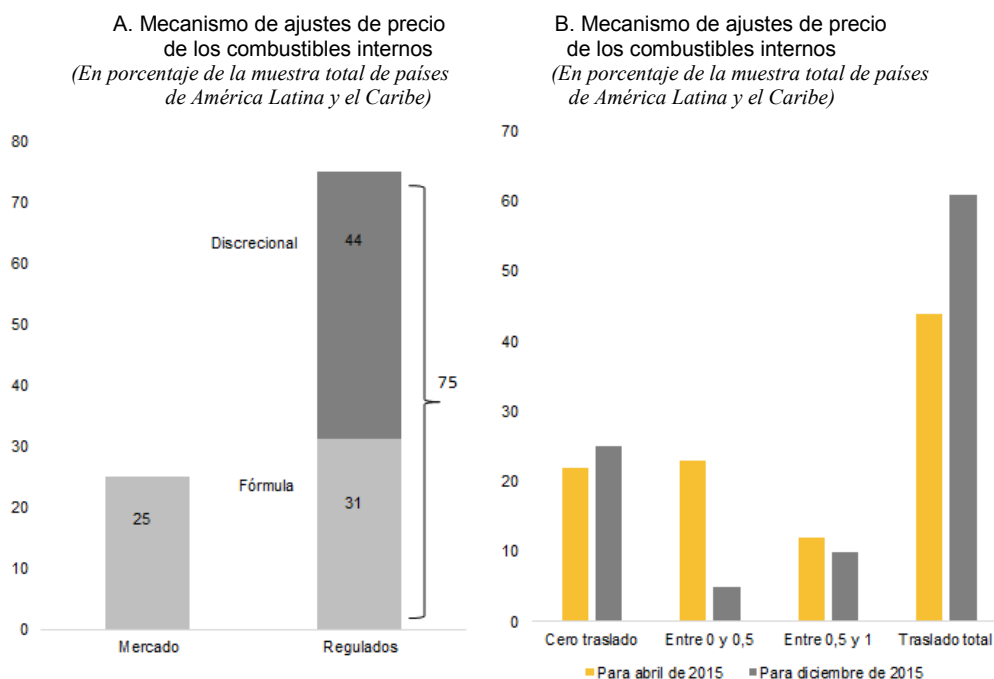
En un análisis de 131 países, Coady et al. (2010), asumiendo una elasticidad precio de la demanda lineal, demuestra la magnitud de los beneficios del traspaso de los precios internacionales del petróleo sobre la economía; por ejemplo, bajo un supuesto de que los precios del petróleo se dupliquen con una elasticidad de $-0,6$; la ganancia en eficiencia solamente equivale a un 30 por ciento de su potencial si no existe traspaso de precios. De igual manera Rennhack y Valencia (2015), coinciden en que en los países donde se está permitiendo que la caída de los precios internacionales del petróleo se traspase, aumentará el ingreso disponible de consumidores y empresas, ya que bajarán los costos de transporte y electricidad, y esto respaldará el crecimiento. Según sus estimaciones, en América Latina y el Caribe, 60% de los países (e.g. Chile, Costa Rica y Guatemala) permitirán que la caída de los precios internacionales de trasladen completamente a los precios internos hasta fines de 2015, mientras que cerca de un 30% de los países impedirán el más mínimo traslado y estarían caracterizadas por la importante presencia de las empresas petroleras nacionales en el sector. Ver Gráfico 13.

México y el Brasil mantienen un sistema variable de impuestos. Cuando los precios internacionales son altos éstos se transforman en subsidios, y cuando son bajos en impuestos. Bajo este sistema no hubo subsidio a los combustibles en México desde Diciembre de 2014 y en Brasil desde Febrero de 2015 por lo que el aumento en la recaudación fiscal fruto de estos impuestos se espera compense una importante proporción de la caída en los ingresos fiscales de exportación y reduzca el déficit fiscal⁷⁹. México planea la total liberación de los precios internos al 2018 (Husain et al., 2015).

⁷⁸ El indicador de traslado se calcula como el cambio absoluto en los precios domésticos de los combustibles (final del periodo) dividido entre el cambio absoluto en los precios internacionales, ambos en moneda local durante el periodo.

⁷⁹ Ver sección 4.2.6 sobre las conclusiones respecto al Brasil.

Gráfico 13
Ajustes de precios y traslado^a de las variaciones del precio internacional del petróleo a precios locales de los combustibles



Fuente: Rennhack y Valencia (2015) en base a información de autoridades nacionales, estimaciones y cálculos del personal técnico del FMI.

^a El indicador de traslado se calcula como el cambio absoluto en los precios domésticos de los combustibles (final del periodo) dividido entre el cambio absoluto en los precios internacionales, ambos en moneda local durante el periodo.

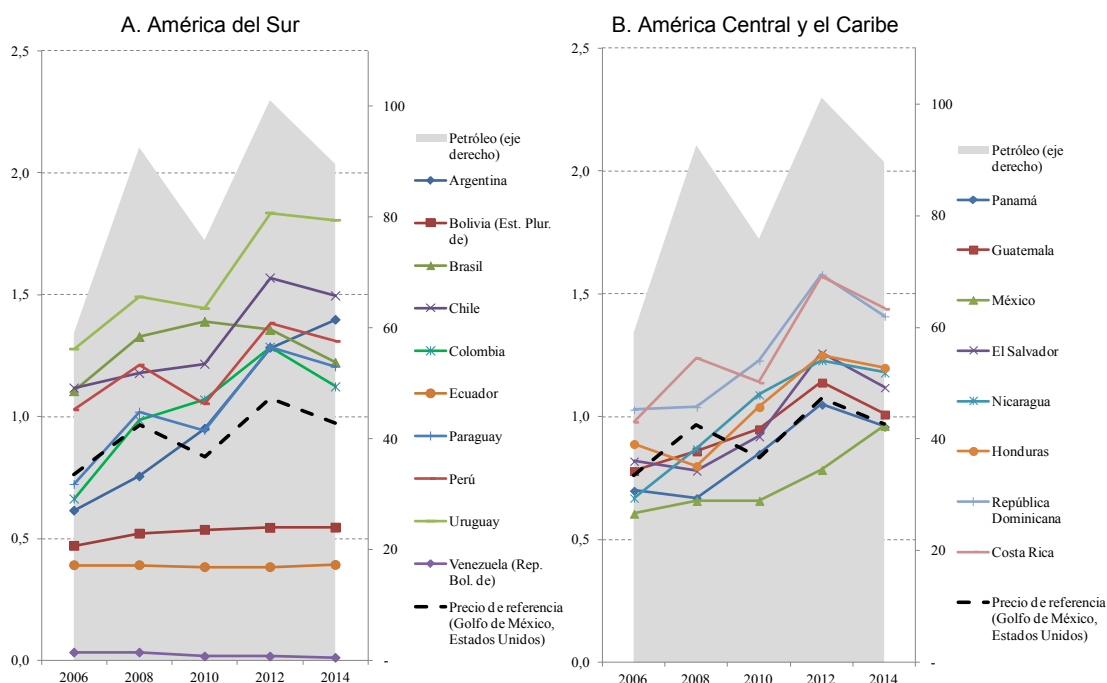
6. Estadísticas fiscales del consumo e importación de petróleo

A diferencia del caso de los países exportadores de petróleo que cuando diseñan sus sistemas tributarios correctamente pueden percibir importantes ingresos fiscales por la venta de hidrocarburos, en el caso de los países que importan petróleo y sus derivados las opciones para percibir ingresos fiscales significativos por impuestos al consumo o importación de hidrocarburos es limitada. De hecho, como hemos visto en las secciones precedentes, en el mejor de los casos los países pueden imponer impuestos especiales a los hidrocarburos y someter a los combustibles a los sistemas generales de tributación, en el peor de los casos (desde un punto de vista fiscal), dicho consumo puede representar costos fiscales si existen subsidios.

En cada país, simplemente con observar el comportamiento de los precios internos de los combustibles en comparación con los precios internacionales del petróleo es posible inferir en qué medida existen impuestos efectivos o subsidios a los hidrocarburos, y en qué medida la legislación de cada país permite el traspaso de los precios internacionales del petróleo a los hogares y empresas. Asimismo, el análisis comparativo de los precios de la gasolina y del diesel en diferentes países otorga claras pautas de los impactos de la importación de hidrocarburos sobre el ámbito fiscal.

El gráfico 14 demuestra la evolución de los precios de la gasolina para un conjunto seleccionado de países de la región en forma bianual desde el 2006 hasta el año 2014. A pesar de que han existido importantes reformas en las políticas de precios de los hidrocarburos en algunos países de la región, como se puede observar en el gráfico, existe una marcada diferencia en el nivel de precios entre los países que mantienen subsidios sobre sus combustibles y los que permiten que sus precios fluctúen en relación a los precios internacionales de referencia del petróleo y derivados.

Gráfico 14
América Latina y el Caribe (países seleccionados): relación del precio internacional del petróleo^a
y los precios de la gasolina^b al consumidor final, bianual 2006-2014
(En dólares por litro eje izquierdo, dólares por barril eje derecho)



Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial (2015b), GIZ (2015), EIA (2015b), EIA (2015d), AIE (2014a), AIE (2014b), CEPALSTAT (2015) en base a DRNI-CEPAL.

^a Promedios anuales del precio de importación de petróleo crudo.

^b Los precios del combustible son los precios de venta del octanaje más vendido de gasolina. Los precios se convirtieron de moneda local a dólares de los Estados Unidos.

Nota: El precio de referencia a paridad de importación considera el precio FOB de la gasolina regular convencional en el Golfo de México, con costos razonables de comercialización (i.e. 0,12 dólares por litro), seguro y flete (i.e. 0,03 dólares por litro) e IVA del 20%. No se incluye impuestos específicos.

En general, los precios de los hidrocarburos en la mayoría de países de América Latina han experimentado una caída junto con los precios internacionales del petróleo desde la segunda mitad del año 2014. Cuando se compara el nivel de precios para la gasolina⁸⁰ entre el 2012 y el 2014, se observa que los países que han traspasado en mayor magnitud los beneficios de la baja de los precios internacionales a sus precios internos son, Colombia, Guatemala, El Salvador, República Dominicana, Perú, Panamá, Brasil y Costa Rica, en ese orden. Chile, Honduras y Nicaragua también demuestran disminuciones en sus precios de los combustibles pero en menor medida. Por otro lado, para ese mismo periodo y muestra de países, Ecuador, Bolivia, México y Argentina no han experimentado una disminución significativa en sus precios internos de hidrocarburos a pesar de los menores precios del petróleo y derivados del último año.

Dado que las series de tiempo corresponden a promedios anuales, existe cierto grado de rezago en el traspaso de los cambios del precio internacional del petróleo, sin embargo las tendencias demuestran la realidad de los países en cuestión; en Chile, Paraguay y Perú el precio interno de la gasolina sufrió un importante incremento entre el 2009 y mediados del 2014, y posteriormente los precios bajaron junto con el del petróleo. En Argentina los hidrocarburos siguieron a los precios del petróleo en la época de alza pero mantuvieron un nivel alto en la última época a pesar de los bajos precios del petróleo.

En el análisis pudiera asimismo considerarse la devaluación de las monedas nacionales respecto al dólar, evidente a partir del segundo semestre de 2014, lo que de alguna manera disminuye

⁸⁰ Precio de venta interno del octanaje más vendido de gasolina, que se convirtieron de moneda local a dólares de los Estados Unidos. Véase Indicadores de Desarrollo Mundial del Banco Mundial.

el efecto del traspaso de un menor precio del petróleo y derivados en los precios domésticos de los combustibles en moneda nacional⁸¹. Ecuador ha mantenido un ajuste paulatino de sus precios, mientras que Bolivia a pesar de ser un importador neto de combustibles líquidos, mantuvo sus precios prácticamente constantes a lo largo de todo el periodo, al igual que Venezuela que mantuvo sus bajos precios constantes a lo largo del periodo 2008-2014.

Como fue explicado en las anteriores secciones, los movimientos en los precios de los hidrocarburos en algunos países están desvinculados, en alguna medida o totalmente, de los precios internacionales, y así son directa consecuencia de los niveles de regulación, impuestos y subsidios que fija el Estado para el sector en cada país. En este sentido, los países importadores de petróleo que no han permitido que la reciente caída del precio del petróleo se transfiera a los hogares y empresas a través de los precios de los hidrocarburos, van a percibir los beneficios a través de mayores recaudaciones impositivas o de menores cargas fiscales por subsidios a los combustibles.

Por un lado existen países de la región donde los subsidios a los hidrocarburos no representan una porción significativa de sus costos fiscales o donde los subsidios se compensan de alguna manera con sus impuestos generales sobre los productos subsidiados. Algunos países redujeron o eliminaron los subsidios en los últimos años, por ejemplo en Colombia se eliminaron los subsidios a las gasolinas y diesel desde el año 2011, en un proceso gradual de “desmonte de los subsidios”. En México la fijación de los subsidios se deriva de las recomendaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE) para países importadores, donde se define el precio de referencia internacional o costo de oportunidad (Mendoza, 2014).

Por otro lado existen países de la región donde los subsidios a los hidrocarburos representan un monto importante de sus erogaciones fiscales. Por ejemplo Venezuela, donde el subsidio a la gasolina data de hace más de medio siglo⁸², hoy en día tiene el precio de la gasolina más bajo del mundo y el consumo per cápita más elevado y creciente de la región (ver gráfico 15)⁸³.

De hecho a Julio de 2015 el precio por litro de gasolina fue de 2 centavos de dólar, ante un consumo de cerca 2 litros día por persona, es decir siete veces menor al de Libia que es el segundo país con el combustible más barato del mundo y equivalente a 1 por ciento del valor en Noruega o Hong Kong que tienen la gasolina más cara del mundo en aproximadamente 1,94 dólares por litro.

En Ecuador también hay un importante nivel de subsidios, donde existen dos metodologías para su cálculo, el del Banco Central lo hace a partir de la diferencia entre el costo de los crudos y combustibles importados y su precio de venta en el mercado interno, y el de Petroecuador que lo realiza tomando en cuenta dicha diferencia, pero con relación al total de sus ventas (Campodónico, 2009).

En el caso de la Argentina el mecanismo para intervenir en el mercado de los hidrocarburos es a través de los “derechos a las exportaciones”, donde se fija una tasa para la exportación de petróleo y una tasa menor para productos elaborados, éste diferencial se constituye en el subsidio (Mendoza, 2014). A pesar de que éste es de una magnitud considerable, Argentina es un país que por un lado subsidia el consumo de gasolina y diesel, y por el otro impone un conjunto de impuestos a estos mismos productos, en este sentido, existe una compensación respecto a la carga fiscal de los subsidios.

⁸¹ Entre el promedio del primer semestre de 2014 y el promedio del primer semestre de 2015; el precio de referencia FOB de la gasolina regular del Golfo de México disminuyó en 38% (i.e. desde 0,72 a 0,45 dólares por litro), ante una disminución del precio del WTI de 47% (i.e. desde 101 a 53 dólares por barril).

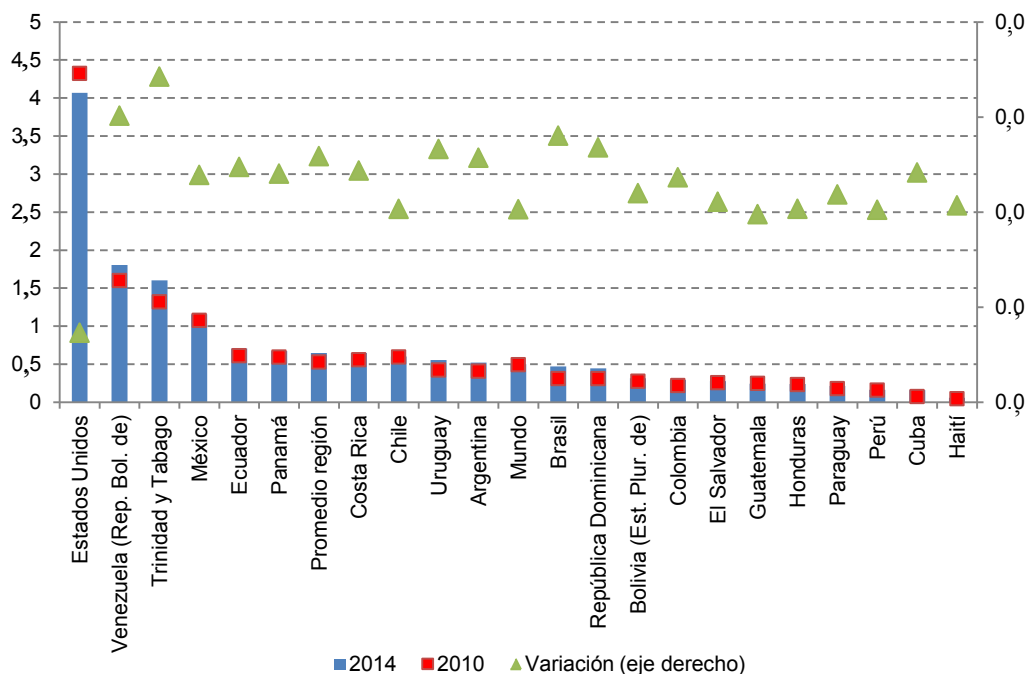
En Chile, al ser importador neto de combustibles, esta situación se tradujo en una caída en el precio de la gasolina de 95 octanos en moneda nacional de sólo 14% (i.e. desde 870 a 750 pesos chilenos por litro), siendo que la devaluación de 12% del peso chileno frente al dólar opacó la caída en el precio internacional.

En un mercado no regulado y simplificado, sin impuestos ni márgenes, la variación porcentual en el precio del combustible en moneda nacional, estaría determinado por la suma de la variación porcentual del precio internacional del combustible de referencia, más la tasa de variación de la moneda nacional frente al dólar y más la multiplicación de ambas variaciones.

⁸² Desde el 12 de diciembre de 1945 cuando la Comisión Nacional de Abastecimiento instrumentó la medida (Cáceres y Baptista, 2011).

⁸³ Datos de Junio 27, 2015, [en línea] www.globalpetrolprices.com.

Gráfico 15
Consumo de gasolina por persona y países, 2010 y 2014
(En litros por día)



Fuente: Elaboración propia en base a AIE (2015) y Cepalstat.

El caso de Bolivia también es particular, pese a que sus exportaciones de gas natural son muy importantes, produce aproximadamente la mitad del combustible que necesita para su consumo interno e importa el resto; a diferencia de los otros países de la región cuyos subsidios guardan referencia con los precios internacionales del petróleo u otros indicadores medibles, en el caso boliviano el precio del diesel y la gasolina fueron fijados a principios del año 2005, más por fundamentos políticos que técnicos, y se han mantenido constantes hasta la fecha. El subsidio llegó a aproximadamente 900 millones de dólares (3% de PIB) en el año 2014; y se estima que la carga fiscal del subsidio se reduciría en aproximadamente un tercio debido a la reciente caída de los precios del petróleo⁸⁴.

La suma de los montos de subsidios petroleros que asignan Venezuela, México, Ecuador y Argentina fue de alrededor de 30 mil millones de dólares en el año 2012⁸⁵. De este monto Venezuela asignó 19 mil millones de dólares, equivalente al 62%, México desembolsó cerca de 5 mil millones, Ecuador 4 mil millones y Argentina 2 mil millones. En Venezuela los subsidios fueron equivalentes al 17,2% de su Gasto Público corriente y en Ecuador de 9,7% en 2012; mientras que en Argentina y México las proporciones fueron menores, 1,2 y 0,4 por ciento respectivamente (Mendoza, 2014).

7. Caída del precio de importación: análisis y recomendaciones

Al igual que en la sección anterior, para el análisis del impacto fiscal sobre países consumidores/importadores se asume que, según las estimaciones presentadas en el tercer capítulo, las probabilidades de que el precio del petróleo se incremente a los niveles observados en la primera mitad del 2014 es muy baja. En este escenario de precios relativamente bajos del petróleo en los

⁸⁴ Cifras oficiales del Discurso Presidencial de Octubre de 2014.

⁸⁵ Otras estimaciones sitúan el monto del subsidio para la región en torno a los 50 mil millones de dólares el año 2012. La República Bolivariana de Venezuela con un monto de 23 mil millones, México con 18, Ecuador con 6, Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia con 1 cada uno AIE (2014c).

próximos años, los impactos sobre los países importadores de petróleo serán positivos, en algunos casos los consumidores se verán beneficiados y en otros los gobiernos, dependiendo de las estructuras de precios y regulación a las que estén sujetos los combustibles fósiles en cada país.

Por un lado, los consumidores de los países de la región donde los precios de los hidrocarburos están liberalizados seguirán percibiendo un impacto positivo a través de menores precios que pagan por los combustibles. En otros países a pesar de la disminución de los precios internacionales del petróleo, los precios internos de los hidrocarburos se han mantenido constantes representando que los beneficios de la baja de los precios del petróleo no se habrían percibido por los consumidores. Es decir, en cuanto los gobiernos permitan el traspaso de la disminución de los precios internacionales del petróleo a los precios internos, los consumidores serán los beneficiados por éste ciclo de precios bajos, siendo este el caso de 60 por ciento de los países de la región⁸⁶.

En general, la actividad económica en los países importadores de petróleo se beneficiaría de los precios bajos del petróleo, ya que la disminución de los precios de los hidrocarburos incrementaría el ingreso real de los hogares y las empresas de una manera similar que una deducción impositiva. Se estima que una disminución equivalente a 10 por ciento en el precio del petróleo, podría incrementar el crecimiento económico de los países importadores en aproximadamente 0,1-0,5 puntos porcentuales, dependiendo de la participación de las importaciones de combustibles fósiles en el PIB (Baffes et al. 2015). Naturalmente, la magnitud del impacto sobre el crecimiento económico dependerá de las características particulares de cada país.

Por otro lado, en algunos países donde los consumidores no han percibido los beneficios de la baja del precio del petróleo, el fisco se ha beneficiado a través de la disminución del costo fiscal de los subsidios, aunque mermado por una eventual devaluación de la moneda nacional frente al dólar. En estos países, si bien las recaudaciones de sus impuestos generales al consumo (e.g. IVA a las importaciones) han disminuido, el alivio fiscal por el lado de los subsidios ha representado un importante beneficio. Un beneficio adicional que pueden explorar estos países consiste en aprovechar este periodo de precios bajos del petróleo para, ya sea incrementar sus impuestos específicos a los hidrocarburos o para reducir el nivel de sus subsidios a través de un aumento en los precios internos de los combustibles y reducción de su consumo⁸⁷.

Dado lo sensible del tema, la política de eliminación o reducción paulatina de los subsidios tiene que venir acompañada de intensas campañas de comunicación social antes y después de la implementación de la medida, tendientes a lograr el contrato político y social requerido. Asimismo es aconsejable la implementación paralela de políticas sociales compensatorias para los segmentos más vulnerables⁸⁸, incentivos para prácticas de eficiencia energética y disponibilidad de recursos concesionales para la sustitución del uso de la gasolina por gas natural vehicular y/o kerosene por GLP en el sector transporte y doméstico respectivamente.

En resumen, para los países de la región que consumen/importan petróleo, los bajos precios representarán beneficios; para algunos países los impactos positivos serán percibidos mayormente por los hogares y las empresas, ya que incrementarán sus ingresos ante los menores costos de los combustibles; para otros países el beneficio será percibido en el ámbito fiscal a través de una disminución del costo de los subsidios, éstos además pueden acceder a oportunidades para mejorar sus sistemas tributarios sobre los productos del petróleo o para aliviar sus sistemas de subsidios a los hidrocarburos.

⁸⁶ Rennhack y Valencia (2015).

⁸⁷ Para fines comparativos a pesar de que los Estados Unidos consumen cerca de 4 litros persona día, este país contó con reducción significativa del consumo en torno a los 0,3 litros per cápita día, fruto de políticas de eficiencia energética en el autotransporte evidenciadas el último quinquenio.

⁸⁸ A modo de ejemplo las reformas de Egipto o Indonesia de los últimos años vinieron acompañadas de la introducción de un salario mínimo para los funcionarios públicos, aumento en la seguridad social, seguros de salud, becas educativas, transferencias (condicionadas) a familias vulnerables (i.e. atención escolar) y subsidios al consumo de productos alimenticios.

IV. Otros impactos importantes sobre la economía

A. El nexo del petróleo con otras materias primas

La evolución conjunta del precio del petróleo y los precios de otras materias primas como los alimentos, metales y otros energéticos como el carbón y el gas natural es evidente⁸⁹ y estaría explicada tanto por el uso del petróleo dentro los procesos productivos de estos bienes primarios (o viceversa), cuanto por el comportamiento de la oferta y demanda mundial para estos bienes.

En el primer caso la correlación corresponde al nexo energía-alimentos dado por el uso de derivados del petróleo, biocombustibles y electricidad en maquinarias y equipos para el bombeo de agua para riego, y en la industrialización del gas natural en fertilizantes para la producción de alimentos; siendo éstos asimismo influidos por condiciones climáticas, económicas y tecnológicas presentes en cada país.

Sostenidos bajos precios del petróleo y su repercusión sobre los precios de la soya, maíz y en menor medida azúcar, pudieran propiciar a mediano plazo una mayor seguridad alimentaria y favorables implicancias para el desarrollo sostenible de la región.

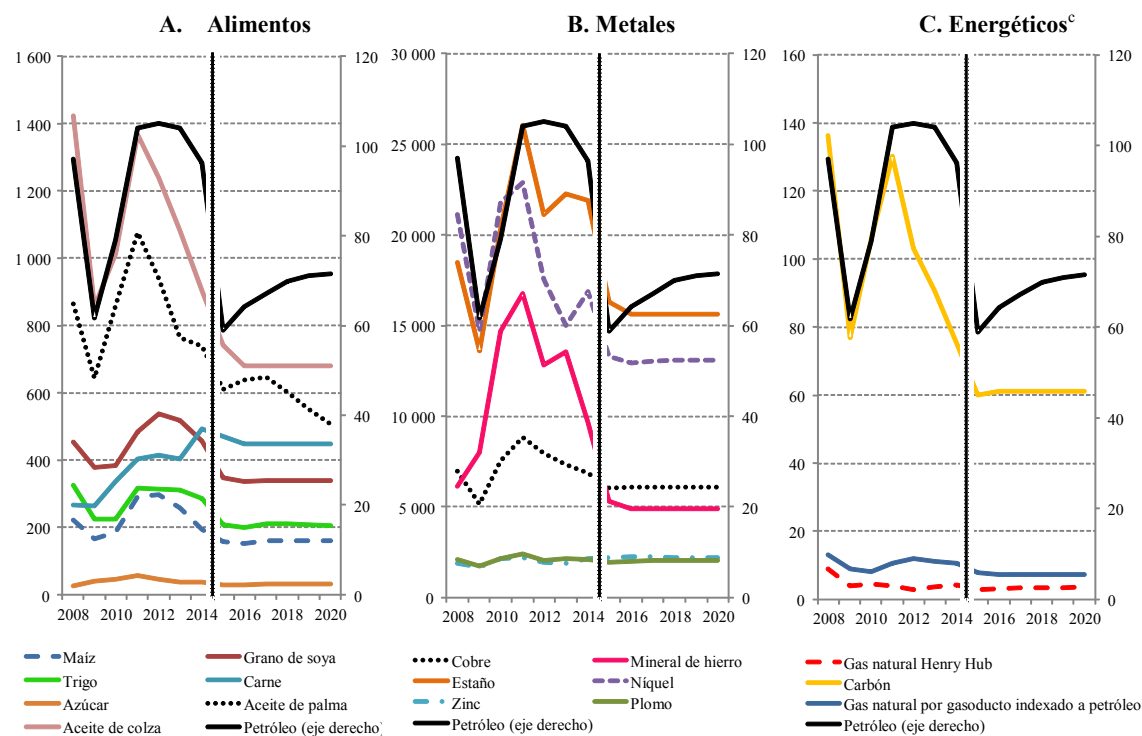
Asimismo pudiera ser posible una mayor competitividad de los biocombustibles frente a la gasolina⁹⁰ en países que promueven legalmente su uso para el transporte⁹¹ en salvaguarda de su seguridad alimentaria⁹² (Ver gráfico 16).

⁸⁹ En el periodo 2008-2014 existió un índice de correlación promedio entre el precio del petróleo con los precios del maíz, soya y trigo de 0,9; con los precios de los aceites de colza y palma de 0,6 y con los precios del azúcar y carne de 0,4. Para los metales como cobre, estaño y plomo el índice fue de 0,8 y para hierro, níquel y zinc fue de 0,4. Para otros energéticos como el carbón el índice fue de 0,4 y para el precio del gas natural por gasoductos indexado al precio del petróleo fue de 0,7. Para este periodo no existió correlación significativa con el precio del gas natural Henry Hub (FMI, 2015a).

⁹⁰ El precio del biocombustible es determinado por el costo de la materia prima, siendo por ejemplo que el precio del etanol anhidro (dólar por litro) representa 1,67 veces el precio del azúcar (dólar por kilogramo) (CEPAL, 2008). En este sentido para el etanol brasileño el costo de la caña de azúcar representa cerca el 60% el costo de producción según tecnología, es decir 0,7 de los 1,2 dólares por litro de gasolina equivalente observado el año 2011 correspondió al costo del insumo (IRENA, 2015a). En este sentido la competitividad del etanol frente a la gasolina se da en la medida de que el precio del etanol para el consumidor final sea de hasta el 70% el precio de la gasolina (i.e. influido por el menor poder calórico del primero respecto al segundo lo que determina un menor kilometraje recorrido por litro consumido), comparativa que se realiza por los consumidores brasileños de autos “flex fuel” (Horta, 2015).

⁹¹ Diez países de América Latina y el Caribe cuentan con normas de uso obligatorio de etanol y biodiesel en su mezcla con combustibles fósiles, con cumplimiento a nivel nacional (Argentina, Brasil, Colombia), regional (Panamá) o

Gráfico 16
El precio del petróleo^a y su relación con el precio
de otras materias primas, 2008-2014 y estimación 2015-2020
(En unidades específicas^b)



Fuente: Elaboración propia sobre base de datos de materias primas al 29 de mayo de 2015 del Fondo Monetario Internacional (2015a).

^a Promedio simple de precios al contado del Brent, WTI y Dubai

^b Para Alimentos: Eje izquierdo: Centavos de dólar por kilogramo para carne y azúcar y dólar por tonelada métrica para demás productos. Eje derecho: dólar por barril.

Para Metales: Eje izquierdo: Centavos de dólar por tonelada métrica para el mineral de hierro y en dólar por tonelada métrica para demás metales. Eje derecho: dólar por barril.

Para Energéticos: Eje izquierdo: Dólar por millón de BTU para el gas natural y dólar por tonelada métrica para el carbón. Eje derecho: dólar por barril.

^c El gas natural indexado al petróleo se denomina al gas de exportación de Rusia a Alemania, siendo que el carbón es aquél australiano de exportación, según base de datos del FMI.

Sin embargo a nivel macroeconómico algunos países como Guyana, Paraguay, Dominica, Nicaragua o Belice, en donde el sector agrícola representó entre el 15% y el 20% del total de la economía en los últimos años, un menor precio del petróleo repercutiría en menores precios de exportación y venta interna de sus productos los cuales se compensarían por menores costos de producción en precios de combustibles y fertilizantes, ante una elevada y variable intensidad energética del sector agrícola⁹³.

metropolitano (México, Ecuador). Por lo general estas normas consideran el uso de etanol y/o biodiesel de producción nacional en mezclas que van desde el 5% para el Uruguay al 27% para el Brasil, siendo que las mismas pueden ser estáticas o variables en función a indicadores como el precio del azúcar u otros (IRENA, 2015b).

⁹² México restringe el uso del maíz en la generación de biocombustibles en años que exista déficit nacional de este grano. Ecuador y Costa Rica cuentan con leyes específicas que priorizan la producción de alimentos por sobre la de biocombustibles. Uruguay establece que la producción de biocombustibles debiera minimizar la competencia por el uso de la tierra y agua que requiere la producción de alimentos (Ibid).

⁹³ Para la generación de un millón de dólares de producto agrícola sería necesario un uso energético de entre 110 a 1.500 barriles de petróleo equivalente para Panamá y Brasil respectivamente (CEPAL, 2015b).

La variación decreciente de la intensidad energética o ganancia en eficiencia energética del sector agrícola resulta ser muy variable a nivel país, desde -7% al 8% por año para el Paraguay y Bolivia, respectivamente durante la última década (CEPAL, 2015b). El objetivo de contar con un menor uso energético e impacto de la volatilidad del precio del petróleo para el sector estaría relacionado al aumento en eficiencia energética dado por el cumplimiento de metas tendientes a duplicar la tasa de mejora en la intensidad energética al 2030, fruto del Objetivo de Desarrollo Sostenible Nro. 7 de la ONU, mediante el acceso a nuevas tecnologías y su financiamiento, los cuales sean aplicables a la realidad de cada país en consideración de aspectos climáticos y productividad de los cultivos.

Por otra parte, la correlación entre el precio del petróleo con los precios de los metales dentro el nexo energía-minería se da en la utilización de los combustibles y electricidad para el transporte del mineral, funcionamiento de maquinaria, desalinización y/o bombeo de agua dentro el proceso productivo.

Para países como Chile, Guyana, Suriname y el Perú, en el cual el sector minero representó entre el 9 y el 17 por ciento del total de la economía los últimos años, un sostenido bajo precio del petróleo pudiera influir sobre la competitividad de esta industria. Fruto de este impacto y correlación, eventuales menores precios internacionales de los metales estarían compensados por menores costos de combustibles y energía, ya de por sí determinantes en el costo total e influidos por menores leyes del mineral y por aspectos estructurales como la escasez de energía y agua que se dan en algunos países de la región como Chile⁹⁴. Asimismo un sostenido menor precio de los metales pudiera desincentivar la inversión en reservorios pequeños y de menor ley con elevados costos de producción, los cuales actúan sobre menores volúmenes de mineral finalmente certificables como reservas.

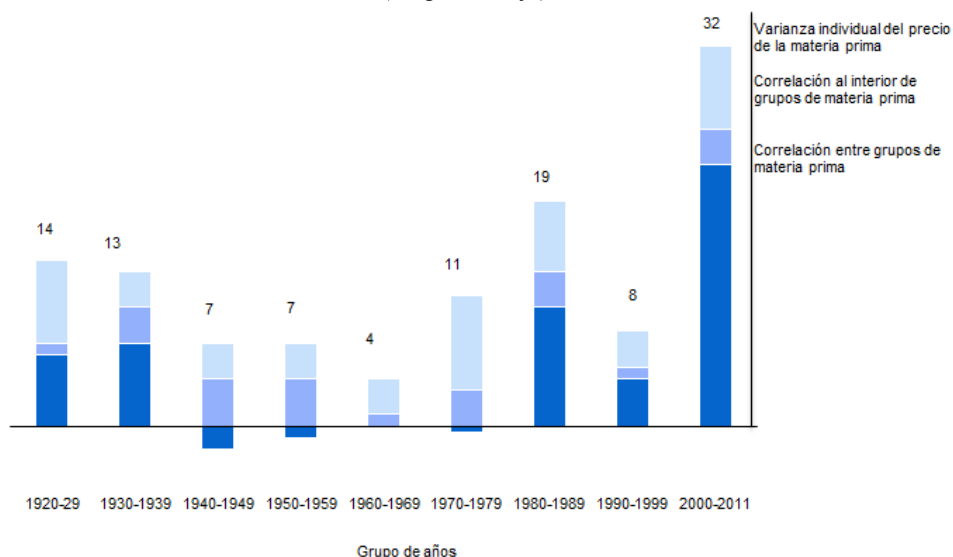
El nexo minería-energía asimismo es posible en la medida que los minerales y sus aleaciones (e.g. hierro en acero) sirvan para la extracción de petróleo⁹⁵ o uso como insumos en la generación de energía renovable como la solar fotovoltaica o eólica.

En general, los nexos entre las diferentes materias primas en los mercados globales van a elevar los impactos de las restricciones intrínsecas de los recursos. Los precios y la volatilidad de los diferentes recursos naturales han venido demostrando una cercana y creciente correlación en las últimas décadas; de hecho la correlación entre las canastas de materias primas básicas (i.e. energía, metales, alimentos) está hoy en día en su punto más alto del último siglo; esto significa que cualquier shock exógeno en cualquiera de los grupos de materias primas se podría replicar rápidamente sobre otros grupos de materias primas. El gráfico 17 muestra que la correlación entre grupos de materias primas (antes que la correlación al interior de cada grupo o la variación individual) fue la principal causa del aumento general en la volatilidad de los precios de las materias primas de 32% evidenciado la última década (McKinsey, 2011).

⁹⁴ La empresa estatal Codelco el año 2011 presentó costos de materiales, combustibles y energía que representaron el 57% el costo directo de producción o “cash cost” de cobre, siendo que el componente de electricidad alcanzó cerca del 15% (La Tercera, 2012).

⁹⁵ A medida que la perforación horizontal en pozos no convencionales prospere se demandará en promedio cuatro veces más acero respecto a una perforación vertical en pozos convencionales (McKinsey, 2011).

Gráfico 17
Volatilidad^a del precio de las materias primas^b y sus principales causas evidenciadas
a lo largo del último siglo
(En porcentaje)



Fuente: McKinsey (2011).

^aEl porcentaje de volatilidad es entendido como el ratio de la desviación estándar anual entre el promedio de un índice agregado de precios de las materias primas.

^bLos grupos de materia prima se dan por energía, metales, materias primas de agricultura y alimentos.

B. Impactos sobre el sector externo, tipo de cambio y crecimiento económico

La balanza comercial registra las importaciones y exportaciones de un país durante un período definido y es uno de los componentes más importantes de la balanza de pagos. En el contexto del presente estudio los indicadores relevantes son el valor del petróleo y derivados que cada país vende al exterior y el de los que compra a otros países⁹⁶.

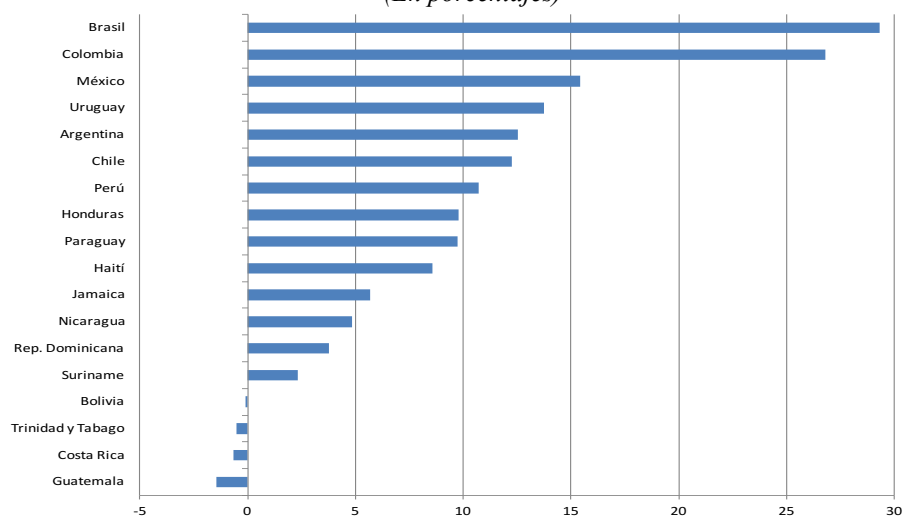
Los impactos en la balanza comercial a su vez están directamente relacionados a la demanda y oferta de las monedas con las que se comercializa a nivel internacional, en general el dólar americano. Así, los menores precios del petróleo, y menores precios de otras materias primas dada su correlación, normalmente también derivarán en una apreciación de las monedas de los importadores de este producto y a una depreciación de las monedas de los exportadores respecto al dólar americano (Arezki y Blanchard, 2014).

La caída del precio del petróleo y de las materias primas, junto con condiciones más restrictivas en el sector externo⁹⁷, en general han contribuido a la reciente depreciación de las monedas en diversos países exportadores de petróleo en América Latina, especialmente en Brasil, Colombia y México (ver gráfico 18).

⁹⁶ Se habla de déficit comercial cuando el saldo es negativo, es decir, cuando el valor de las exportaciones es inferior al de las importaciones, y de superávit comercial cuando el valor de las exportaciones es superior.

⁹⁷ Asimismo los distintos anuncios efectuados sobre la política monetaria de las economías desarrolladas (el retiro de los estímulos monetarios por parte de los Estados Unidos y los programas de estímulos en el Japón y Europa), la menor disponibilidad de fondos en los mercados internacionales, el menor apetito por activos de países emergentes, la desaceleración del crecimiento en países de la región y las menores tasas de interés como resultado de la relajación de las condiciones monetarias contribuyeron a que durante 2014 las monedas de 15 países de la región se depreciaran en promedio con respecto al dólar estadounidense (CEPAL, 2015a)

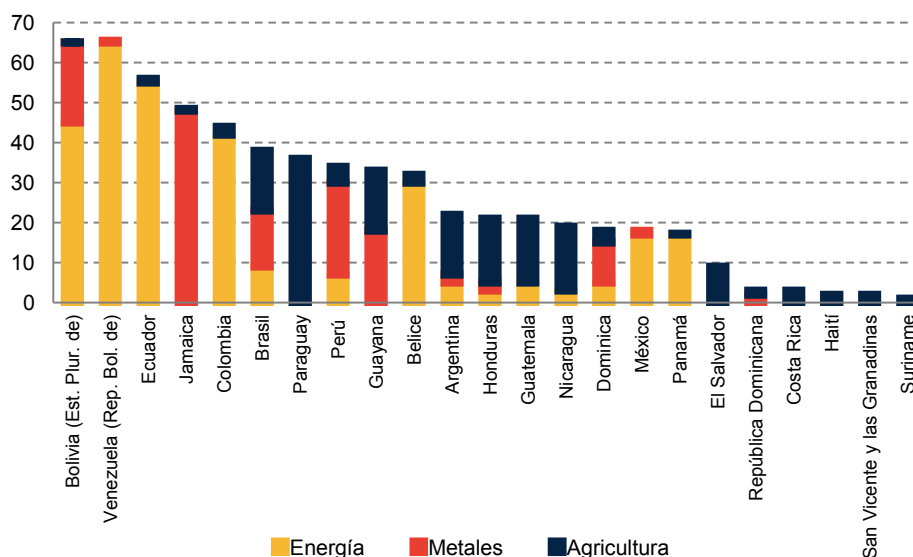
Gráfico 18
América Latina y el Caribe (países seleccionados): tipo de cambio nominal respecto al dólar,
variación entre el primer semestre de 2015 y el primer semestre de 2014
(En porcentajes)



Fuente: CEPAL, 2015a, versión power point.

Si bien no se puede atribuir la depreciación del dólar a únicamente la baja en el precio del petróleo en los países de América Latina y el Caribe, la marcada importancia de las exportaciones de materias primas en algunos países de la región, y el alto nivel de correlación entre los precios de las mismas (ver gráfico 17), implican un alto grado de sensibilidad a los cambios en los precios de las materias primas en general. El gráfico 19 ilustra la representatividad de tres grupos de materias primas (energía, metales y agricultura) sobre el total de las exportaciones para los países de la región.

Gráfico 19
Participación de las materias primas en el total de las exportaciones, promedio 2010-2012
(En porcentaje)



Fuente: Banco Mundial 2015c.

Nota: Utilizándose una metodología transversal consistente; podría variar con las fuentes de los países (e.g. Perú) que utilizan una diferente clasificación o datos más actualizados.

De forma similar a las conclusiones del capítulo sobre los impactos fiscales, la caída del precio del petróleo tendrá un impacto significativo y dispar en las balanzas comerciales de los países de región.

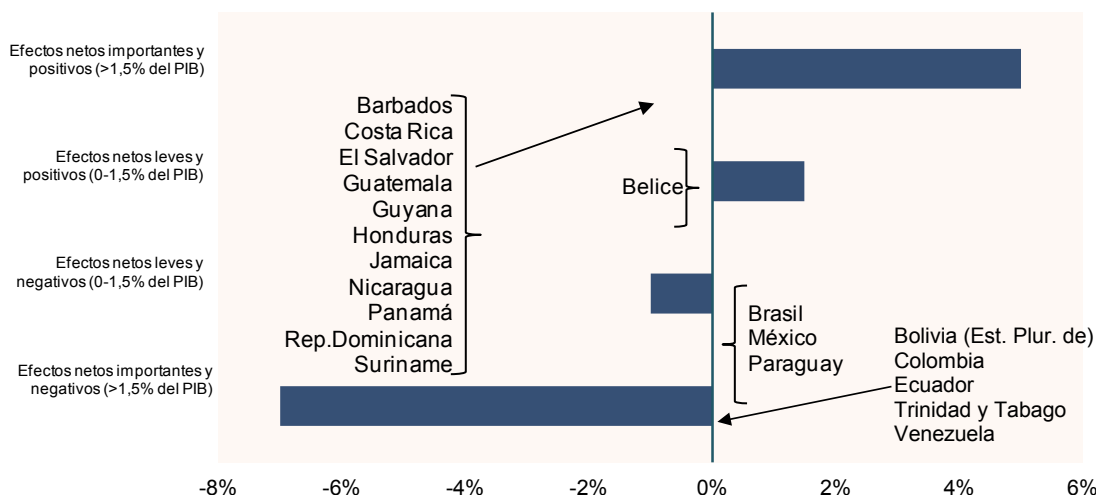
Como lo denota la CEPAL (2015a) se estima que para el año 2015 la región experimentará un deterioro de los términos de intercambio promedio de -21,8% para los países exportadores de hidrocarburos y un aumento de 2,7% para aquéllos importadores de materias primas de Centroamérica, Haití y República Dominicana; repercutiendo en una pérdida promedio en la balanza comercial de -3,3% del PIB para los primeros y en una ganancia de 1,6% del PIB para los segundos.

En todo caso a nivel agregado para América Latina (sin El Caribe) las pérdidas superarían las ganancias y se reflejarían en el paso desde una situación de cuasi equilibrio comercial en bienes el año 2014 a una de déficit de -0,6% del PIB estimado para el 2015, lo que a su vez profundizaría el déficit en cuenta corriente desde el -2,7% al -3% del PIB.

En esta línea el BID (2015), menciona que aquellos países que son importadores de materias primas y, en particular, de petróleo, ganarán, mientras que los países exportadores verán cómo sus balanzas comerciales disminuyen o se vuelven más negativas. Teniendo en cuenta los precios de enero de 2015 en comparación con los precios de 2013 para dos grupos de países, y suponiendo que las cantidades de las importaciones y exportaciones son constantes, se observa que los impactos positivos para los países de América Central y el Caribe son realmente muy importantes representando casi el 5% del PIB; también son muy negativos para algunos países exportadores de petróleo, con un impacto negativo de cerca el 7% del PIB en Bolivia (Est. Plur. de), Colombia, Ecuador, Trinidad y Tobago y Venezuela. Ver gráfico 20.

Por un lado, ante la baja del precio del petróleo, los países consumidores/importadores de la región, debido a la mejora de sus saldos en la balanza comercial, seguramente experimentarán una apreciación del tipo de cambio real. Por otro lado, en los países productores/exportadores de petróleo las depreciaciones bien reguladas pueden ayudar a que la economía se nivele, sin embargo también podrían resultar en problemas financieros para aquellas empresas y gobiernos cuya deuda está denominada en dólares.

Gráfico 20
El impacto de la caída del precio de las materias primas en la balanza comercial
(En porcentaje del PIB)



Fuente: BID (2015).

De hecho los países de la región que han acumulado un importante nivel de reservas en los años de altos precios del petróleo podrán permitir déficits fiscales más elevados y recurrir a esos fondos durante algún tiempo (Arezki y Blanchard, 2014). Por ejemplo en Bolivia el superávit en la balanza de pagos elevó las reservas internacionales netas a un nivel equivalente a 47 por ciento del PIB a finales de 2013, equivalente a 16 meses de importaciones de bienes y servicios (Banco Central de Bolivia, 2014); proporcionando a la economía boliviana un margen para absorber los shocks externos. Por otro lado, para aquellos países donde el margen para incrementar el déficit fiscal y el déficit en cuenta corriente es limitado, los ajustes deberán ser más estrictos y necesitarán una depreciación real más amplia; asimismo en los países donde las expectativas no estén bien ancladas, las depreciaciones no bien reguladas podrían derivar rápidamente en altos niveles de inflación (Arezki y Blanchard, 2014).

Para el Banco Mundial (2015a) la caída en los precios del petróleo tiene repercusiones macroeconómicas, financieras y políticas importantes. De ser esta caída sostenida aumentaría la actividad económica y reducirá las presiones inflacionarias, externas y fiscales en países importadores de petróleo. Por otra parte afectaría a los países exportadores de petróleo de forma adversa al reducir su posición fiscal, externa y la actividad económica. Asimismo los bajos precios influirían la percepción de los inversionistas respecto al comportamiento de los países exportadores de petróleo con implicancias sobre una mayor volatilidad en los mercados financieros. Sin embargo este escenario pudiera presentar una oportunidad de reformar los impuestos y subsidios sobre los productos de petróleo y propiciar reformas hacia la diversificación productiva.

En este sentido los movimientos en precios del petróleo por lo general propician cambios en el PIB e inflación, aunque con impactos cada vez menores a lo largo del tiempo⁹⁸. Se estima que nivel mundial una disminución del 30% en el precio del petróleo estaría asociada a un aumento del PIB de 0,5% a mediano plazo, junto con una reducción en la inflación global de entre 0,4% y 0,9% hacia el 2015, aunque disipándose hacia el 2016.

Por su parte el FMI estima que ante una reducción del precio del petróleo en 50% (i.e. como la caída del segundo semestre del 2014) estaría asociada a un aumento en el crecimiento económico mundial de cerca 0,5% en el año 2015-2016, aún ante un incompleto traslado a los precios de los combustibles (y por ende incompleto aumento en el ingreso disponible) a los hogares e industrias de países en desarrollo. En este traslado incompleto se beneficiaría el gobierno del país importador a través de mayores niveles de ahorro fiscal, en eventuales menores (mayores) subsidios (impuestos), y ahorro externo demostrado por una mejora en el saldo en cuenta corriente; con limitado efecto sobre la inflación y volatilidad (Hussain et al., 2015).

La CEPAL (2015a) menciona que tanto factores externos como internos propiciarían la desaceleración económica en países de América Latina y El Caribe estimada en 0,5% para el año 2015, aunque de forma heterogénea entre subregiones y países, donde América del Sur mostraría una contracción de -0,4%, Centroamérica y México un crecimiento de 2,8% y el Caribe de 1,7%⁹⁹. Entre los factores externos estarían la contracción de los precios de las materias primas, su menor demanda mundial propiciada por la desaceleración China y de otras economías emergentes (excepto India) y la mayor volatilidad e incertidumbre en los mercados financieros; siendo que entre los factores internos

⁹⁸ Estos efectos resultan ser más evidentes cuando el precio sube (antes de bajar) e impulsados por cambios en la oferta de petróleo (antes que por la demanda). Asimismo algunas de las razones de contar con un menor impacto de los precios por sobre la economía en el tiempo se dan por: a) cambios estructurales dados por menor intensidad del petróleo en la generación de producto, b) mayor flexibilidad en el mercado del trabajo y c) mejoras en la política monetaria que permitió reducir el shock de (altos) precios al reducir las expectativas de inflación de largo plazo en los últimos años (Banco Mundial, 2015a).

⁹⁹ Los países productores (exportadores netos) de hidrocarburos como Venezuela (Rep. Bol. de) y el Brasil se estima alcanzarían un crecimiento negativo de -5,5% y -1,5% respectivamente, Argentina 0,7%, Trinidad y Tabago 1%, Ecuador 1,9%, México 2,4%, Colombia 3,4%, Perú 3,6% y Bolivia (Est. Plur. de) de 4,5%. Por su parte los países importadores netos de hidrocarburos como Santa Lucía se estima crecerían en 0,4%, Guyana en 4,5%, Nicaragua y República Dominicana 4,8%, Antigua y Barbuda 5,4% y Panamá en 6,0%; representando estos últimos cuatro países los de mayor crecimiento regional para el año 2015.

estarían la contracción de la demanda interna dada por una menor inversión y desaceleración del crecimiento del consumo.

En este sentido el estímulo al crecimiento económico requeriría impulsar la inversión pública y privada en tiempos complejos, mediante reglas fiscales que protejan la inversión, promoción de las asociaciones público-privadas y la búsqueda de nuevas fuentes de financiamiento (e.g. bancos de inversiones e infraestructura de los países BRICS, bonos verdes y/o préstamos triangulares). Asimismo la capacidad de los países para acelerar el crecimiento económico dependería de los espacios que tengan para adoptar políticas contracíclicas (e.g. política monetaria expansiva a través de la reducción de las tasa de interés) que estimulen especialmente la inversión pública y privada (y por ende la productividad), lo que sería clave en la disminución de los efectos de los choques externos y así evitar consecuencias negativas en el mediano y largo plazo.

La inversión pública puede ampliar el espacio fiscal al estimular el crecimiento sin que eso necesariamente implique un incremento en la deuda soberana, siendo que en el ámbito de la inversión privada es necesario mejorar el acceso de las pequeñas y medianas empresas al financiamiento productivo en sistemas financieros adecuados (CEPAL, 2015a).

1. El saldo comercial de petróleo

Los países exportadores netos de hidrocarburos se beneficiaron del contexto externo favorable de la última década el cual estuvo caracterizado por los altos precios del petróleo y gas natural que contribuyeron al aumento en los términos de intercambio y a la mejora del balance comercial, el saldo en cuenta corriente y balanza de pagos, aunque con una posible reprimarización de las exportaciones¹⁰⁰.

El principal mercado de las exportaciones de petróleo de la región resulta ser el mercado norteamericano en particular los Estados Unidos que captó cerca del 40% de los volúmenes exportados el año 2014¹⁰¹, aunque cada vez en menor proporción debido a la mayor autosuficiencia interna propiciada por el auge en la producción de gas y petróleo de yacimientos de esquisto.

En el último quinquenio el mercado asiático se vino consolidando como un importante destino de las exportaciones de petróleo impulsado por el crecimiento económico de China, y ahora influido por la coyuntura de precios que fomenta prácticas de arbitraje, el cual permitió que cerca el 32 por ciento de las exportaciones petroleras regionales tengan como destino esta región.

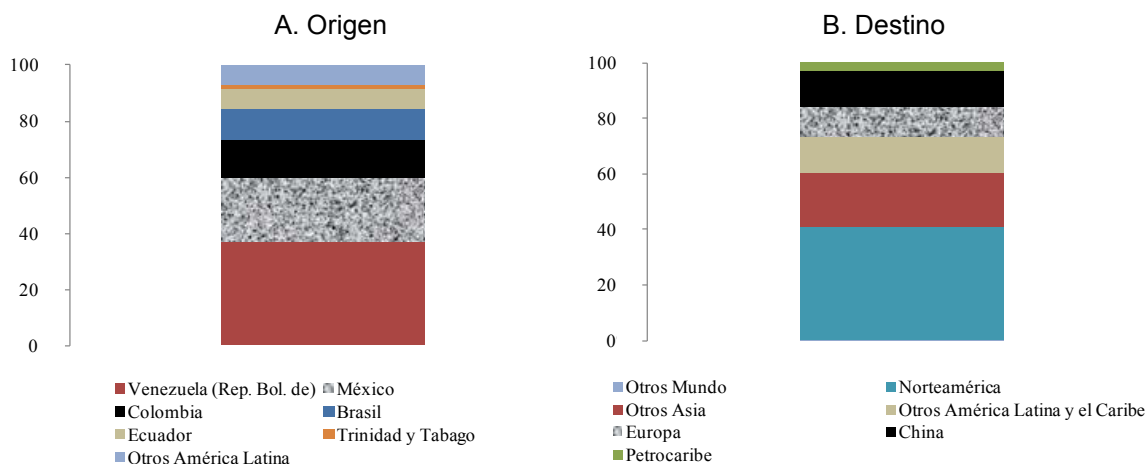
El comercio dentro de la región es importante y está influido por las políticas de integración y cooperación energética dadas por iniciativas político-comerciales como PETROCARIBE, la cual permitió la exportación diaria de cerca 200 mil barriles de petróleo y líquidos venezolanos a países de Centroamérica y el Caribe (ver gráfico 21).

La posición exportadora neta de petróleo para la región viene disminuyendo debido a la producción declinante en campos maduros y al aumento del consumo interno el cual es cubierto cada vez más por crecientes niveles de producción doméstica e importación de derivados de petróleo.

¹⁰⁰ Las exportaciones de hidrocarburos representan cerca el 40% de las exportaciones totales por parte de países productores, lo que pone de manifiesto los riesgos respecto a la primarización de las economías, el aumento de la volatilidad por la excesiva dependencia regional y la eventual incursión en prácticas extractivistas contrarias a la adecuada gestión económica, social y ambiental propias del desarrollo sostenible de los recursos naturales.

¹⁰¹ Este promedio correspondió a cerca del 58%, 26%, 38%, 64% y 33% de la exportación de Ecuador, Brasil, Colombia, México y Venezuela respectivamente.

Gráfico 21
Origen y destino de las exportaciones de petróleo por parte de países de la región^a, 2014
(En porcentaje)



Fuente: Elaboración propia en base a BP y OPEP, 2015.

^aTotal de volúmenes exportados de crudo y líquidos de 6,2 millones de barriles día el año 2014.

En comparación a la elevada elasticidad de la demanda respecto al precio internacional del petróleo en muchos países del mundo, donde se puede observar un marcado impacto en la demanda de hidrocarburos en relación a variaciones en el precio del petróleo, en América Latina el crecimiento de la demanda ha sido relativamente estable (inelástico). Existen algunas potenciales razones para esto, sin embargo posiblemente la principal causa de que este fenómeno está relacionado con diversos mecanismos de subsidio a los combustibles en el transporte automotor y al gas natural de consumo residencial que existen en la región (CEPAL, 2013). En este sentido las variaciones del consumo de hidrocarburos no han demostrado, comparativamente, un variabilidad tan significativa en comparación con otras regiones.

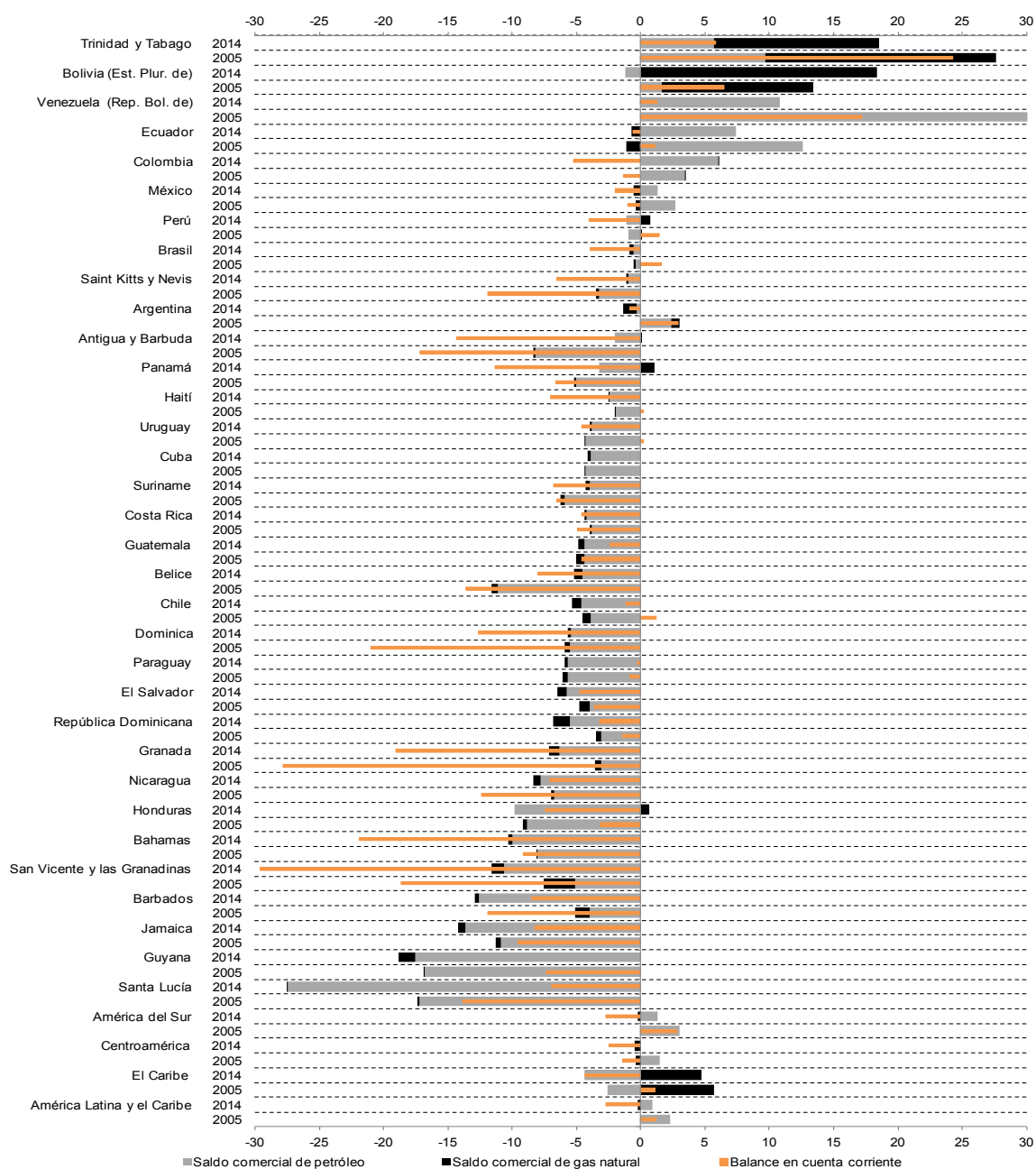
Esta situación ocasionó que importantes países petroleros como Venezuela (Rep. Bol. de), México, Ecuador y la Argentina disminuyan su superávit comercial petrolero, por lo que la región pasó de tener un saldo comercial positivo que disminuyó desde 2,3% del PIB a un precio del petróleo de cerca 55 dólares el año 2005 al 0,9% del PIB a un precio de 93 dólares el año 2014 (Ver gráfico 22). De haber crecido la producción (exportada) a la tasa de crecimiento económico, el aumento del 70% en el precio se hubiera traspasado a un aumento proporcional en el saldo comercial como porcentaje del PIB.

Asimismo a pesar de que países exportadores de gas natural como Bolivia (Est. Plur. de) y Trinidad y Tobago presentaron un elevado superávit comercial en hidrocarburos cercano al 18% del PIB, el consumo regional de gas natural dependió de la importación de GNL de países fuera del continente al presentar un saldo deficitario promedio del 0.2% del PIB al 2014¹⁰².

Por su parte los principales países importadores de petróleo resultan ser Paraguay, Chile y Uruguay en Sudamérica y aquéllos de Centroamérica y El Caribe (excepto Trinidad y Tabago), presentando esta última un déficit comercial en hidrocarburos y en cuenta corriente que alcanzó a 4% del PIB el 2014. Los altos costos de importación de petróleo y combustibles que junto con el creciente déficit en la balanza de rentas (propiciados por la remisión de utilidades de la inversión extranjera y pago de intereses de deuda externa) propiciaron la anterior situación.

¹⁰² En estos casos la relación entre producción y consumo (índice que mide la posición exportadora) decreció desde 1,5 a 1,2 para el petróleo y desde 1,0 a 0,9 para el gas natural a nivel regional durante el periodo 2000-2012 (CEPAL, 2013).

Gráfico 22
América Latina y el Caribe: saldo comercial del petróleo
y el gas natural y saldo en cuenta corriente, 2005 y 2014^a
(En porcentaje del PIB)



Fuente: Elaboración propia en base a CEPAL (2015a) y UNCTAD (2015).

^a El saldo comercial FOB de exportaciones menos importaciones corresponde a las partidas de petróleo, productos de petróleo y materiales relacionados, así como de gas, natural y manufacturado.

2. Endeudamiento externo bilateral

La volatilidad del mercado de materias primas y del petróleo en particular influyó a que muchos países de la región pasen de contar con superávits gemelos (en el balance fiscal y balance externo) en la década pasada a déficits gemelos, dada la alta correlación existente entre ambos. La recaudación fiscal

se benefició del alza continua en el valor de las exportaciones, a través del impuesto a la renta, las regalías, los impuestos específicos o las transferencias directas por parte de las empresas estatales de petróleo. Sin embargo a medida que los precios de las materias primas empiezan a disminuir los superávits se transforman en déficits, ante un aumento del gasto¹⁰³.

Algunos países productores y/o exportadores de petróleo como Argentina, Brasil, Ecuador y Venezuela contaron con insuficientes niveles de inversión extranjera directa (IED) que les permitieran financiar el déficit en cuenta corriente o aumentar reservas internacionales, habiendo sido dependientes de flujos de capital de corto plazo en un escenario caracterizado por el limitado acceso a mercados financieros internacionales y la reducida diversificación del portafolio de financiamiento.

Por su parte el financiamiento del déficit en cuenta corriente para países importadores de petróleo genera una preocupación adicional dado el diverso grado de acceso a los mercados de capital y al elevado nivel de endeudamiento externo soberano ya presente en países de Centroamérica y El Caribe, siendo en éste el 40% del PIB al año 2014. En los años recientes estos países han recurrido tanto a la inversión extranjera directa (IED) cuanto a flujos de capital de corto plazo, aunque volátiles y provenientes de organismos multilaterales y del sistema bancario¹⁰⁴. Asimismo la disminución en las reservas internacionales netas limitó su objetivo de actuar como colchón para cubrir los requerimientos de importaciones y los compromisos de deuda de corto plazo¹⁰⁵.

Como ya fue mencionado, la continuidad futura del bajo precio del petróleo y de las materias primas en general, ante un contexto externo restrictivo e incierto¹⁰⁶, se espera genere para los países exportadores e importadores de petróleo respectivamente una mayor presión y alivio sobre sus cuentas externas.

a) El financiamiento bilateral con China

En los últimos años China ha incrementado sus relaciones comerciales con América Latina significativamente, de un comercio bilateral de 12,000 millones de dólares en el año 2000 a 289,000 millones el año 2013, paralelamente a este importante incremento ha crecido la brecha comercial, incrementándose más las importaciones que las exportaciones en términos relativos durante este período. En todo caso, este mayor incremento comercial es en general beneficioso para la región, pero es importante remarcar que las exportaciones de la región a China son materias primas mientras que las importaciones de la región han consistido principalmente en productos manufacturados; de alguna manera replicando el modelo de comercio norte-sur de la era industrial¹⁰⁷.

¹⁰³ Al 2013 se estimó que quince países de América Latina y diez del Caribe enfrentaron un deterioro simultáneo de su saldos fiscal y externo, siendo que las regiones más vulnerables como ser Centroamérica presentó un déficit de cuenta corriente cercano al 6% del PIB y un déficit fiscal de 3% del PIB y el Caribe, cuyas cifras promedio respectivas ascendieron a 10% y 5% del PIB (OCDE, Naciones Unidas, CAF, 2014).

¹⁰⁴ En el año 2013 el déficit de cuenta corriente de Nicaragua se lo financió solamente por inversión extranjera. En el caso de Panamá, la inversión directa cubrió casi el 80% del déficit en cuenta corriente, pero el remanente dependió del financiamiento bancario susceptible a cambios de dirección, como lo ocurrido durante la crisis de 2008. En la República Dominicana, el déficit tampoco fue cubierto por los flujos de inversión directa, aunque el tamaño del mismo fue algo más manejable (ibid).

¹⁰⁵ Para países como El Salvador, Guatemala, Nicaragua o República Dominicana el nivel de reservas internacionales netas fue de cerca el 10% del PIB el cual permitió por poco cubrir con los vencimientos de deuda de corto plazo (índice reservas/deuda de corto plazo cercano a 1) y financiar por cerca 5 meses el valor de las importaciones (ibid).

¹⁰⁶ Son elementos relevantes: La volatilidad de los mercados financieros internacionales propiciada por la continua apreciación del dólar estadounidense, el eventual aumento de las tasas de interés del FED hasta finales del 2015, el efecto de la crisis de deuda de Grecia y el menor crecimiento y creciente inestabilidad financiera en China (CEPAL, 2015a).

¹⁰⁷ La canasta exportadora de América Latina y el Caribe hacia China es mucho menos sofisticada que su canasta exportadora hacia el mundo. En efecto, en 2013 los productos primarios representaron el 73% de las exportaciones de la región a China, versus un 41% de sus envíos al mundo. Por el contrario, las manufacturas de tecnología baja, media y alta representaron sólo un 6% de las exportaciones a China, versus un 42% de los envíos al mundo. Lo contrario ocurre en el caso de las importaciones: mientras las manufacturas de baja, media y alta tecnología representaron en 2013 el 91% de las importaciones regionales desde China, las mismas representaron sólo el 69% de las importaciones desde el mundo. En otras palabras, el comercio entre América Latina y el Caribe y China resulta ser netamente interindustrial: materias primas por manufacturas. (Cepal, 2015c).

Este mayor comercio dio pie a un mayor financiamiento bilateral con China por parte de países exportadores como importadores de hidrocarburos al representar una alternativa de acceso a fondos externos a tasas de interés razonables.

Sin embargo no queda claro aún el grado de los beneficios y las desventajas, por ejemplo, a pesar de que las condiciones de los préstamos parezcan ser menos rigurosas, algunos paquetes de financiamiento, como el del Banco de Desarrollo de China, son más exigentes que los del Banco Mundial ya que demandan compras de equipamiento y contratación de proveedores a los países beneficiarios donde las pautas medioambientales chinas no operan con la misma intensidad que sus pares occidentales.

Asimismo la garantía de estos créditos y su repago se da implícitamente sobre las reservas probadas actuales de petróleo u otros bienes primarios (e.g. cobre, mineral de hierro y soya) a través de la entrega de producción futura por parte de los países beneficiarios. Es importante remarcar que las versiones que indican que los préstamos de China son pactados a cambio de cantidades fijas de barriles de petróleo, y que por lo tanto en periodos de precios altos los países prestatarios sufren un impacto negativo (y en épocas de precios bajos un impacto positivo), no son correctas; la mayoría de los préstamos de la China están ligados a los precios de mercado del petróleo no a cantidades de petróleo (Gallagher et al., 2012).

A nivel regional los sectores de energía, minería e infraestructura se beneficiaron de fondos por el orden de 22.000 millones de dólares el año 2014¹⁰⁸, los cuales provinieron de bancos chinos y financiaron cerca del 25% del déficit en cuenta corriente al representar cerca del 37% de los nuevos compromisos de deuda externa adquiridos. Este monto resultó ser mayor al financiamiento multilateral regional combinado del Banco Mundial (BM) y del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) de 4.900 y 13.000 millones de dólares respectivamente estimados para el año 2014 (Gallagher et al., 2015).

Sin embargo este tipo de créditos, a la vez de permitir un mayor espacio fiscal al financiar inversión de infraestructura económica¹⁰⁹, pudieran generar riesgos en el repago futuro de la deuda en dólares; propiciados tanto por la constante devaluación de las monedas nacionales frente al dólar, cuanto por el aumento en los conflictos socio-ambientales dada la mayor exploración y prácticas extractivistas en tierras indígenas y áreas protegidas (tendientes a compensar la pérdida de valor debido a los menores precios del petróleo), con eventuales aumentos en las tasas de interés y ante escenarios de desaceleración económica regional.

Asimismo bajo el supuesto de que el repago del interés y el principal de la deuda china contraída sólo el año 2014 se honre enteramente por la producción futura de petróleo durante la próxima década, se estima que la disminución de precios del petróleo desde 100 a 60 dólares el barril incrementaría el requerimiento desde 0,08% a 0,13% sobre las actuales reservas probadas de los países prestatarios (Ver cuadro 5).

A pesar de que Venezuela (Rep. Bol. de) cuenta con suficientes niveles de reservas probadas de petróleo para honrar tanto el compromiso bilateral de deuda con China cuanto aquél de cooperación energética con países de Centroamérica y el Caribe en iniciativa PETROCARIBE, éstos pudieran generar un costo de oportunidad de exportar a otros mercados de mayor valor (dado por menores costos de transporte y/o diferencial de precios Brent-WTI que promueven prácticas de arbitraje)¹¹⁰ en una industria nacional caracterizada por la disminución en la producción exportable, menor calidad de mezcla y menores

¹⁰⁸ De un total de 119.000 millones de dólares desembolsados en el periodo 2005-2014, cerca del 47%, 19%, 16% y 9% correspondió a Venezuela (Rep. Bol. de), Brasil, Argentina y Ecuador respectivamente. Asimismo cerca del 42%, 28%, 5% y 25% del monto total tuvo como destino la inversión en infraestructura, energía, minería y otros respectivamente. En el foro entre China y la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) de enero de 2015, el país asiático explicó que adicionalmente planifica invertir 250.000 millones de dólares hasta el año 2025.

¹⁰⁹ La eficiente administración y repago del financiamiento externo, incluido aquél bilateral con China, permitió que el Ecuador haya aumentado su inversión en infraestructura en cerca el 8% del PIB a la vez de reducir su deuda (externa) pública durante la última década (CEPAL, 2015a).

¹¹⁰ El diferencial de precios de cerca 10 dólares entre el Brent y WTI evidenciado el primer trimestre del año 2015, impulsó a que compradores asiáticos adquirieran 35 millones de barriles petróleo procedentes de Brasil, Ecuador, Venezuela, Colombia y México cotizados bajo WTI, en desmedro de proveedores del Medio Oriente alineados al Brent (The Wall Street Journal, 2015c).

precios del crudo. En todo caso el contar con mercados de exportación que generen flujos de efectivo constantes coadyuvarían a la salud financiera e inversión corporativa por parte de la estatal PDVSA¹¹¹.

Cuadro 5
Sector destino y características del financiamiento externo bilateral entre China y países productores y/o exportadores de petróleo de la región, 2014

País	Infra-estructura	Energía	Minería	Otros ^a	Total	Total en proporción del PIB	Total en proporción del déficit fiscal ^c	Total en proporción del déficit en cuenta corriente	Total en proporción de la variación de la deuda externa ^c	Total en proporción de reservas probadas petroleras ^d		
										100 dólares el barril	60 dólares el barril	
	En miles de millones de dólares					En porcentaje						
Brasil	-	1,1	-	7,5	8,6	0,4	7,5	9,4	21,4	0,6	1,0	
Argentina	2,2	4,7	-	-	6,9	1,3	29,5	137,2	101,9	3,4	5,7	
Venezuela (Rep. Bol. de)	-	-	0,7	5,0	5,7	1,0	40,0	-77,6 ^b	81,4	0,02	0,04	
Ecuador	0,3	0,5	-	-	0,8	0,8	12,5	133	14,5	0,1	0,2	
Total	2,6	6,3	0,7	12,5	22,1	0,6	13,1	24,7	37,2	0,08	0,13	

Fuente: Elaboración propia en base a: Gallagher et al. (2015), CEPAL (2015a), BP (2015a).

^a Otros se refiere al financiamiento brasileño dado por la compra de equipo y servicios financieros por parte de la empresa industrial Vale, y a la creación venezolana de un fondo común de financiamiento.

^b Un país contó con un superávit en cuenta corriente el año 2014.

^c Deuda externa total soberana y no soberana.

^d Calculado a una tasa de interés del 2,5% al año a 10 años plazo.

^e Bajo el supuesto de que los préstamos chinos financian enteramente el déficit fiscal.

b) La iniciativa PETROCARIBE

Los países más perjudicados por los altos precios del petróleo de la última década han sido aquellos importadores de hidrocarburos de Centroamérica y el Caribe, situación que se reflejó en déficits comerciales crecientes en hidrocarburos.

Importantes proveedores regionales como la República Bolivariana de Venezuela y Trinidad y Tobago contribuyeron a mejorar la seguridad energética en hidrocarburos de los países latinoamericanos y caribeños, a través de la iniciativa comercial PETROCARIBE¹¹² y de la CARICOM¹¹³, respectivamente.

Desde su inicio en 2005, PETROCARIBE permitió el suministro de petróleo venezolano a cambio de condiciones de financiamiento concesional y/o bienes alimentarios provenientes de los países miembros beneficiarios de Centroamérica y el Caribe.

De igual forma la iniciativa permitió la constitución de trece empresas mixtas entre PDVSA y las petroleras estatales de ocho países integrantes, la cual permitió que se lleven a cabo inversiones

¹¹¹ Fruto de esta política se estima que apenas unos 1,4 millones de barriles diarios, poco más del 50% del total de la producción venezolana, generan ingresos reales de caja a la estatal PDVSA, siendo el volumen restante utilizado para el repago de los créditos chinos y entrega a países de América Latina y el Caribe bajo condiciones subsidiadas (Monaldi, 2015).

¹¹² Al año 2014 los 18 países miembros de la iniciativa PETROCARIBE fueron: Antigua y Barbuda, Bahamas, Belice, Cuba, Dominica, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, Nicaragua, República Dominicana, Saint Kitts y Nevis, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía, Surinam y Venezuela (República Bolivariana de).

¹¹³ Durante el período comprendido entre 2008 y 2012, la iniciativa CARICOM permitió que Trinidad y Tobago exportara hidrocarburos a los países miembros del bloque por un monto cercano a 1.600 millones de dólares, equivalente al 11% del PIB del país.

conjuntas para el desarrollo de infraestructura de refinación, almacenamiento, despacho de combustible y proyectos en generación eléctrica¹¹⁴.

Las condiciones del crédito se dan sobre el porcentaje a financiar del total de la factura petrolera de importación, la tasa de interés y el plazo de financiamiento. En general el porcentaje de la factura petrolera a ser subsidiado es inverso al precio internacional del petróleo, siendo el mismo de hasta 50% ante un precio de más de 100 dólares el barril¹¹⁵. Por otro lado las tasas de interés anual resultan ser bajas al situarse entre 1% y 2%¹¹⁶ ante un periodo de gracia de 2 años y plazo de repago desde 15 a 23 años.

Otras formas de repago de la deuda incluyeron asimismo envíos de alimentos por parte de los países beneficiarios, como los crecientes volúmenes de semillas, azúcar y café provenientes de países como Nicaragua durante los últimos años (PDVSA, 2013 y 2015).

Para el año 2013 y 2014 cerca de 200 mil barriles de petróleo al día (crudo y derivados) fueron suministrados por Venezuela (Rep. Bol. de) a los países caribeños y centroamericanos miembros de esta iniciativa. Estos volúmenes representaron el 9% del petróleo exportado del país, los cuales ante una cotización de cerca 100 dólares el barril generaron una factura petrolera valorada en más de 7.000 millones de dólares sobre la cual se financió cerca de 1.600 millones de dólares (0,3% del PIB venezolano) correspondiente a la mitad de la factura petrolera de aquéllos países que optaron por este tipo de crédito¹¹⁷.

Para fines comparativos se estima que este crédito concesional agregado resultó ser cerca del 10% de aquéllos multilaterales provenientes del Banco Mundial y BID para la región y representó un 1% del PIB, 22% del déficit en cuenta corriente, 17% del déficit comercial petrolero y 55% del nuevo endeudamiento externo total contraído por estos países el último año¹¹⁸.

A futuro, de mantenerse las mismas características comerciales y de financiamiento evidenciadas, un menor precio del petróleo de cerca 60 dólares el barril reduciría el financiamiento de PETROCARIBE en -0,6% del PIB en promedio, debido a las condiciones más restrictivas dadas por el menor porcentaje de financiamiento aplicado sobre una menor factura de importación petrolera. Países para los cuales la importación de petróleo es relevante en proporción de sus economías, caso Guyana, Jamaica y Nicaragua, o países que demandan un importante suministro venezolano en el total de la mezcla petrolera importada, caso Surinam, Haití o Belice, resultan ser respectivamente los que más pierden tanto en proporción del PIB cuanto en proporción del déficit comercial de petróleo (ver gráficos 23a y 23b).

Asimismo un menor precio del petróleo ocasionaría un beneficio dado por menores valores de importación, actuando positivamente sobre el déficit comercial de petróleo al disminuirlo en 2,6% del PIB, i.e. desde un 6,5% a un 3,9% del PIB en promedio ante un cambio de precio desde los 100 a los 60 dólares por barril. (ver gráfico 23c).

El beneficio neto del sector externo dado por el descenso en el déficit comercial de petróleo, compensado por el descenso en el financiamiento de PETROCARIBE, alcanza a cerca el 2% del PIB en promedio siendo Guyana, Jamaica y San Vicente y las Granadinas las economías más beneficiadas por una caída en el precio internacional del petróleo.

¹¹⁴ Ejemplos incluyen la reactivación de la refinería cubana “Camilo Cienfuegos” el año 2007; la Planta de llenado de Gas Licuado de Crudo (GLP), en operaciones desde febrero de 2007 en San Vicente y las Granadinas; la Planta de Almacenamiento y Distribución de Combustible inaugurada en Dominica en junio de 2009; y los proyectos de generación eléctrica que se desarrollan en Nicaragua, Haití, Antigua y Barbuda, Dominica y San Cristóbal y Nieves (PDVSA, 2013).

¹¹⁵ Siendo que a un precio de más de 50 y 40 dólares se financia el 40% y el 30% de la factura petrolera respectivamente.

¹¹⁶ Las cuales aumentan ante un menor precio (e.g. 2% ante un precio de hasta los 40 dólares el barril).

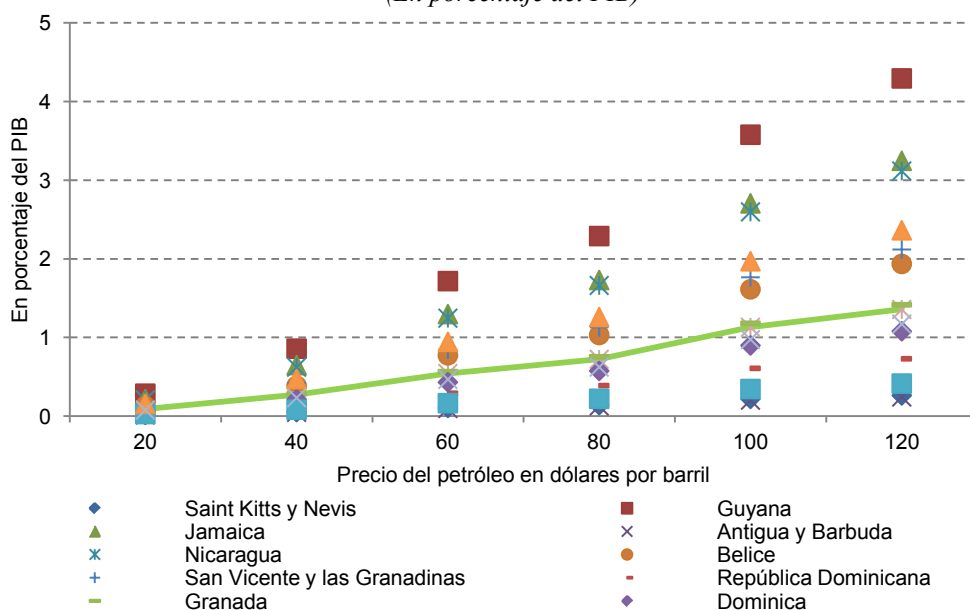
¹¹⁷ La república de Cuba recibió volúmenes de petróleo en los últimos años, sin embargo éstos no cuentan con financiamiento de largo plazo al ser pagados con el intercambio de servicios médicos. Los países de Nicaragua y Haití presentan condiciones de suministro y financiamiento del ALBA.

¹¹⁸ Dentro del cálculo no se incluye el valor de los volúmenes entregados a Cuba al tener características comerciales y de financiamiento distintas a PETROCARIBE al estar en función al Convenio Integral de Cooperación Cuba – Venezuela (PDVSA, 2015).

Un efecto contrario se daría en Venezuela, es decir se beneficiaría de un menor financiamiento en cerca 0,1% de su PIB el cual se compensaría por un deterioro en el valor de sus exportaciones destinadas a los socios de la iniciativa, estimado en 0,5% de su PIB, con una pérdida neta en balanza de pagos de 0,4 puntos porcentuales (ver gráfico 23d).

Gráfico 23
Impacto de los precios del petróleo para países importadores de petróleo bajo la iniciativa PETROCARIBE

A. Financiamiento de PETROCARIBE
(En porcentaje del PIB)



B. Financiamiento de PETROCARIBE
(En porcentaje del déficit comercial de petróleo)

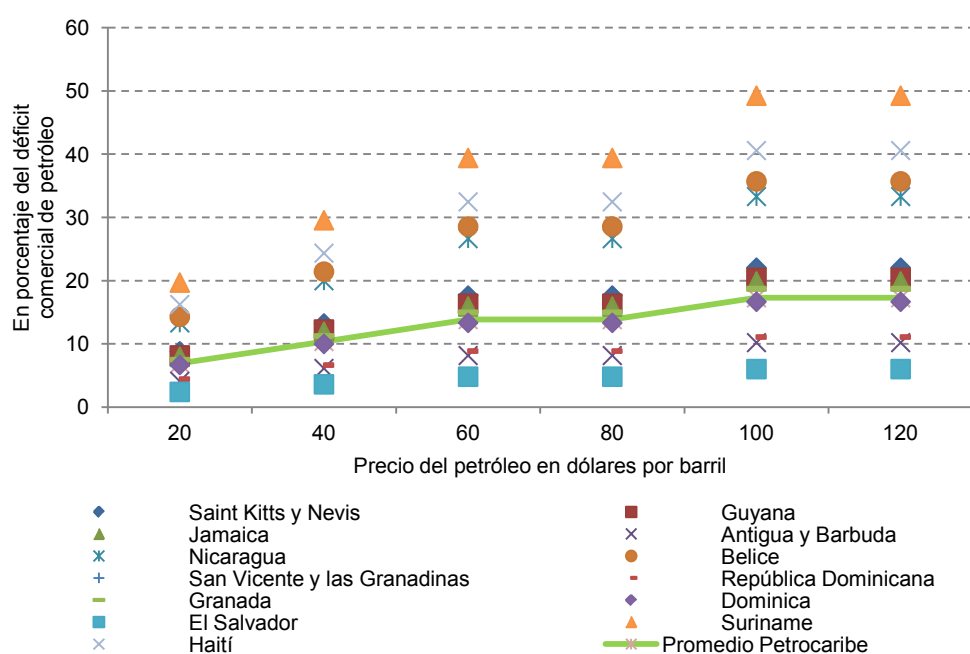
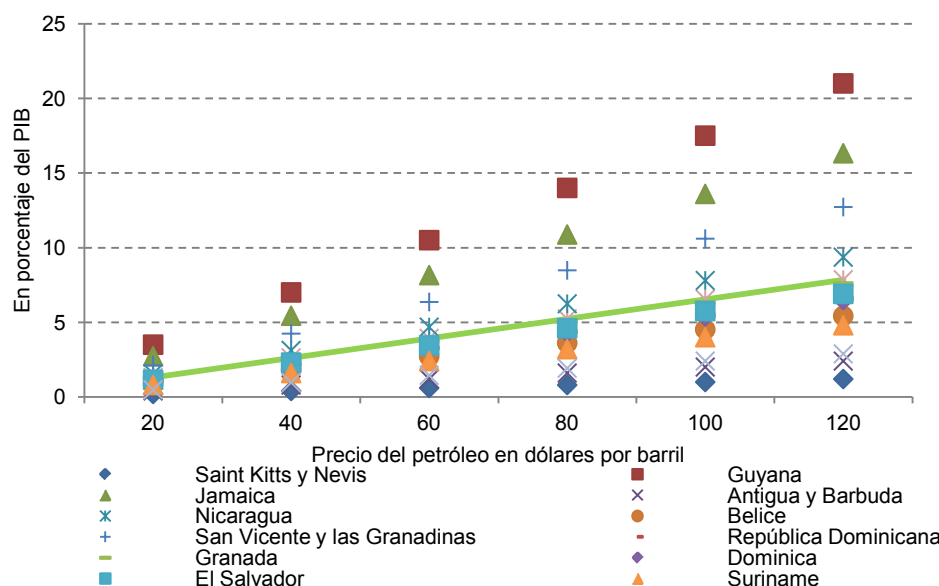
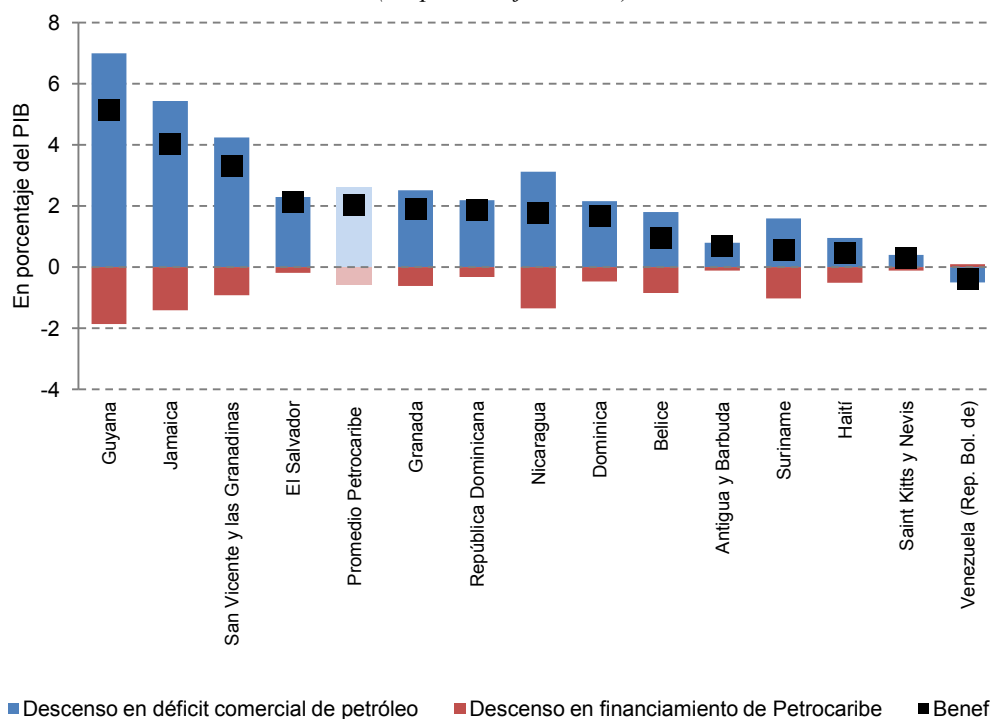


Gráfico 12 (conclusión)

C. Déficit comercial de petróleo
(En porcentaje del PIB)



D. Beneficio neto en balanza de pagos dado por variación de precio del petróleo de 100 a 60 dólares el barril
(En porcentaje del PIB)



Fuente: Elaboración propia en base a PDVSA,2015; UNCTAD,2015; CEPAL, 2015a y FMI, 2015b.

^a Los países corresponden a aquéllos que recibieron suministro de petróleo crudo y combustibles desde PDVSA, Venezuela (Rep. Bol. de) el 2013 y 2014.

^b Elaborado sobre la información al año 2013, 2014 y bajo el supuesto que los volúmenes de importación neta de petróleo y PIB crecen a la misma tasa y el volumen de suministro desde PDVSA se mantiene constante en el corto plazo.

C. Inversión en el sector energético

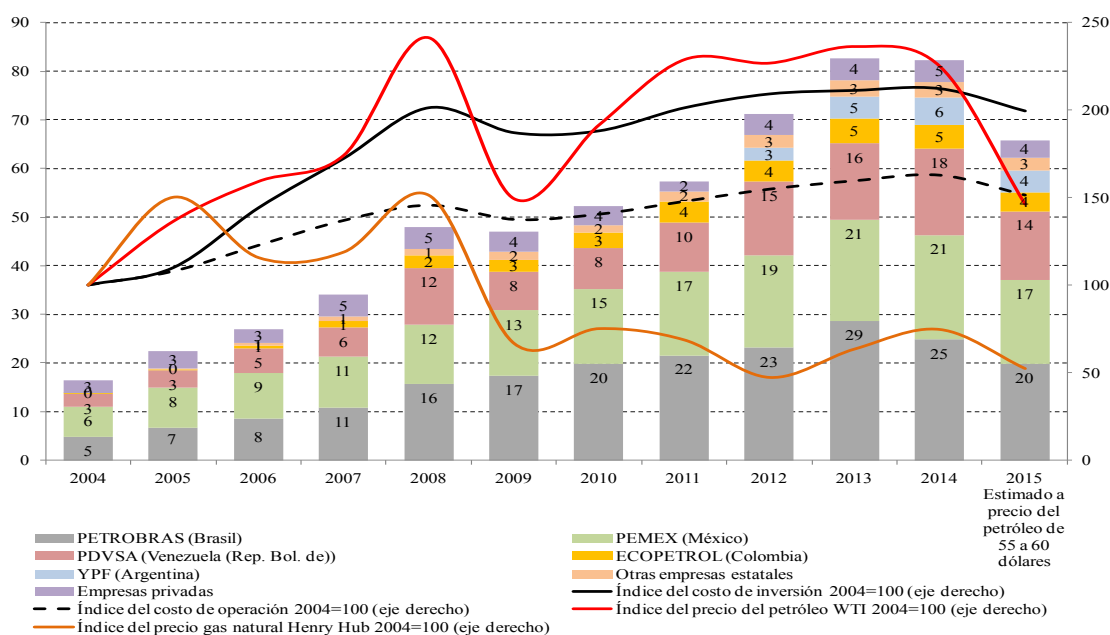
La siguiente sección contiene dos partes, en la primera se analizan los impactos de la caída del petróleo sobre las inversiones en el sector de los hidrocarburos y en la segunda se analizan los impactos sobre las inversiones en energías renovables.

1. Impactos sobre la inversión en hidrocarburos

El impacto del precio del petróleo sobre las actividades del sector hidrocarburos a nivel regional es directo y evidente: Los elevados costos de inversión, un difícil entorno de financiamiento y expectativas en cuanto a bajos precios del petróleo de corto plazo, estimados en cerca 60 dólares para el 2015 por el FMI, pudieran reflejarse en una contracción de los niveles de inversión internacional en actividades de exploración y desarrollo de hasta un 20% estimado para el año 2015 (OGJ, 2015).

La postergación de las decisiones de inversión de empresas petroleras nacionales y extranjeras que operan en la región, se estima se daría por la contracción desde los más de 80 mil millones de dólares de inversión ejecutada el año 2014 hasta los cerca de 65 mil millones de dólares de inversión reformulada en el año 2015¹¹⁹ (Ver gráfico 24).

Gráfico 24
América Latina y el Caribe: inversión en exploración, desarrollo y producción^a de hidrocarburos ante la evolución internacional de precios y costos, 2004-2015^b



Fuente: Elaboración propia en base a Arroyo y Perdriel, 2015; Formularios 20F SEC de Petrobras, PEMEX, YPF y Ecopetrol para gestiones 2014; informes de gestión anual de las empresas petroleras estatales PDVSA, YPFB y Petroamazonas; IHS-CERA (2015) y Oil and Gas Journal (2015d).

^a La inversión corresponde a gastos de capital en procesos de exploración y desarrollo de reservas en la región de las mayores empresas estatales y extranjeras, sin incluir inversiones por la compra de propiedades o áreas ni destinadas a actividades de refinación, distribución y comercialización a nivel mundial. En la glosa “otras empresas estatales” se incluye la inversión de la empresa estatal boliviana YPFB, las trinitarias Petrotrin y National Gas Company (NGC) y la ecuatoriana Petroamazonas. En la glosa “empresas privadas” se incluye la inversión de empresas como la española Repsol, la inglesa (BP), la anglo holandesa Shell y las estadounidenses Apache y Occidental.

^b Al año 2015 se estima una reducción del 20% en la inversión internacional correspondiente a una disminución del precio del petróleo WTI de cerca 35% o hasta un precio de entre 55 a 60 dólares el barril para el año 2015.

¹¹⁹ Para el año 2015 las empresas han recortado en 130 mil millones de dólares la previsión de inversión mundial con destino a las actividades de exploración y perforación (The Wall Street Journal, 2015d).

La incertidumbre en torno a la permanencia de bajos precios del petróleo a mediano y largo plazo pudiera limitar tanto el desarrollo de reservas en yacimientos de crudo extrapesado en Venezuela, cuanto para recursos en yacimientos con nuevas fronteras tecnológicas de alto costo en exploración y desarrollo, como ser aquéllos del golfo de México, los ubicados debajo de capas de sal en el mar del Brasil o los de rocas impermeables (esquistos) en la Argentina, Colombia o México.

En esta línea PEMEX redujo su presupuesto de inversión total en 12 por ciento, desde 27 hasta 23,5 mil millones de dólares para el año 2015. Sin embargo a partir de la ronda de licitación 1 el país tiene previsto contar con mayor inversión extranjera fruto del diseño de un sistema fiscal y contractual progresivo en regalías y otras cargas fiscales¹²⁰ hacia la factibilidad de prospectos en aguas someras, aguas profundas y en yacimientos no convencionales (ver sección 4.2.4).

La reformulación y reducción en 37% del presupuesto de inversión quinquenal de la empresa estatal Petrobras (i.e. desde 40 hasta 26 mil millones en promedio anual), estaría propiciada por los bajos precios del petróleo y por la dificultad en la obtención de recursos financieros en el mercado bursátil influida por el elevado endeudamiento corporativo¹²¹, la delicada situación política y la conflictiva administración de la estatal.

En todo caso el desarrollo de las áreas brasileñas del Presal y su afán por que contribuyan con cerca la mitad de la producción meta planificada para finales de esta década, dependería del comportamiento de la inversión dentro contratos de concesión, cesión onerosa y producción compartida que se suscribieron a partir del año 2000. De igual forma la próxima ronda de licitación Nro. 13 planificada para finales de 2015 sobre bloques en tierra y mar, aunque no para aquéllos en áreas del Presal, pondrá a prueba la capacidad del sistema fiscal brasileño en la atracción de inversión exploratoria ante un mercado restrictivo.

El fortalecimiento financiero, la independencia de gestión y buenas prácticas operativas caracterizadas por transparencia y participación en aspectos económicos y socio-ambientales que puedan implementar PEMEX y Petrobras serán importantes para la reducción del riesgo exploratorio, político y económico requerido por los inversionistas.

La reducción y postergación de los presupuestos de inversión regional se traducirían asimismo en menores niveles de producción futura mediante un ajuste de cerca 33% sobre la meta de producción anual inicialmente estimada por Petrobras y Ecopetrol para el año 2020¹²² y como lo sucedido con el impacto de la crisis financiera internacional el año 2009, traducirse en un aumento en la tasa de declinación de la producción en campos maduros de la región¹²³.

La aceleración en la curva de aprendizaje en la exploración y desarrollo de yacimientos de esquistos mediante mayor disponibilidad e intercambio de información geológica junto con la adopción eficiente de tecnologías de fractura hidráulica y perforación horizontal¹²⁴ en cumplimiento con normativas socio-ambientales específicas, transparentes y participativas; propiciarán una reducción en

¹²⁰ Como la participación estatal en las utilidades operativas o profit oil sharing, con un nivel inicial a ser ofertado por el contratista en las rondas de licitación con posterior ajuste en función a la rentabilidad del proyecto.

¹²¹ A mediados del año 2015, la empresa planificó el recorte de su presupuesto quinquenal en 37% (de 220 a 130 mil millones de dólares para el periodo 2015-2019) y la emisión de bonos de deuda a cien años plazo en el mercado bursátil estadounidense dentro el plan corporativo denominado “Operación limpieza de auto”, la cual resulta ser sensible a las tasas de interés y rentabilidad de inversiones de áreas pre-sal.

¹²² Desde 4 hasta 2,8 millones de barriles día para Petrobras y desde 1,3 hasta 0,87 millones de barriles día de petróleo equivalente para Ecopetrol (The Wall Street Journal, 2015d).

¹²³ Las petroleras necesitan hoy reemplazar entre 5% y 8% de la producción de crudo cada año para compensar la menor extracción de campos y pozos antiguos.

¹²⁴ Al primer trimestre del 2015 no existió evidencia de que la caída en el precio del petróleo haya repercutido sobre la salud financiera de la mayoría (67%) de las empresas petroleras estadounidenses ni sobre la producción petrolera del país. Esto se debió a que las empresas fueron capaces de reducir los costos de producción en mano de obra y acero así como un aumento en la productividad dada por mejoras en los datos sísmicos –que permitieron mayor éxito en las fracturas– la habilidad de perforar más pozos desde un mismo punto “sweet spots” y la perspectiva de utilizar polímeros y otros fluidos en la reducción o eliminación del agua dentro el proceso productivo.

los costos de exploración, desarrollo y producción para estos reservorios. Esta situación resulta ser determinante en la atracción de inversiones de riesgo y seguridad energética requerida por la Argentina, Colombia, México y el Brasil (Arroyo y Perdriel, 2015).

En este sentido el contar con el requerido contrato social y consenso político para países con importante potencialidad de recursos tanto convencionales como no convencionales resulta ser determinante ante los elevados costos¹²⁵ (ver cuadro 6).

2. Impacto sobre la inversión en energías renovables

Una mayor penetración del gas natural para la generación eléctrica y uso para el sector residencial, industrial y de transporte pudiera darse en la medida que los precios y costos relativos a su desarrollo propicien tanto su sustitución con energéticos de mayor impacto ambiental como el petróleo y el carbón, cuanto el grado de su interrelación o competencia con energías renovables. La existencia de mercados mundiales competitivos, denominados “gas-gas”, que se caracterizan por una mayor disponibilidad del recurso¹²⁶ e infraestructura de transporte dada por la ampliación en gasoductos y terminales de gas natural licuado (GNL), pudieran propiciar que la determinación de los precios mayoristas del gas natural se realice de forma independiente al andamiaje del mercado petrolero. En todo caso una abundancia gasífera permitiría que el menor precio de la energía y volatilidad coadyuven al desarrollo económico.

La indexación del precio del gas natural al precio del petróleo y/o derivados es aún evidente para contratos de suministro de largo plazo por gasoductos y GNL, aplicable para cerca el 20% de los volúmenes de gas natural consumidos a nivel regional y mundial los últimos años¹²⁷.

De considerar la existencia tanto de un mercado gasífero competitivo cuanto de un mercado referenciado a aquél petrolero, el precio mayorista del gas natural en la región pudiera oscilar respectivamente entre 4 y 7 dólares por MMBTU ante un precio del petróleo de 70 dólares el barril estimado para el año 2020 (FMI, 2015a).

Ante los anteriores precios del gas natural pudieran existir bajos costos de generación eléctrica, estimados entre 40 y 60 dólares por MWh para países en los que la tecnología de gas a ciclo combinado es significativa a nivel de potencia instalada y entrega como energía base al sistema eléctrico.

Los sostenidos bajos precios de la energía, que debieran incluir asimismo razonables costos de transporte y distribución eléctrica, para consumidores industriales y residenciales, pudieran propiciar una mayor competitividad industrial, crecimiento económico e inclusión social en la medida que exista un importante acceso de la población a servicios de energía modernos.

Sin embargo, los anteriores bajos costos de generación eléctrica pudieran postergar las decisiones de inversión en energías renovables con costos superiores a 60 dólares por MWh, presentes en la gran hidroeléctrica, la energía eólica en tierra y solar por red, en países de América Central y el Caribe. La magnitud de los anteriores efectos, determinarán en última instancia el grado de cumplimiento de cada una de las metas específicas relacionadas al objetivo de provisión de energía sostenible, moderada, segura y económica para todos (Objetivo de Desarrollo Sostenible Nro. 7 de la ONU al 2030). Ver cuadro 6.

En todo caso el grado de desarrollo tecnológico en energías renovables (e.g. “net metering”, almacenamiento de energía y “smart grids”) y su adopción e implementación en prácticas de investigación y desarrollo regional; debieran venir acompañadas de un régimen contractual y comercial acorde (e.g. contratos de venta a largo plazo a precio fijo “feed in tariff”), u otros incentivos, los que

¹²⁵ En el precio de equilibrio o precio necesario para recuperar los costos se debieran considerar no sólo los costos de inversión en actividades de descubrimiento, desarrollo y operación, sino además los costos de capital, impuestos, regalías y margen de utilidad. Es por esto que en regiones donde el desarrollo está a cargo de compañías petroleras privadas, son necesarios rangos de precios de equilibrio de entre 70 y 90 dólares. De excluirse los impuestos, el precio de equilibrio para reservorios convencionales podría promediar los 40 dólares el barril (AIE, 2011).

¹²⁶ Como el aumento en la oferta de gas natural de esquisto estadounidense a partir del año 2007.

¹²⁷ Para el año 2013, 45% y 30% de los volúmenes de gas natural consumidos en la región se cotizan en mercados competitivos gas-gas y en mercados regulados o subsidiados respectivamente.

determinarán en última instancia la disminución del riesgo para este tipo de proyectos¹²⁸. El acceso a fuentes de financiamiento preferenciales asimismo brindarían mayor fortaleza y competitividad de la energía renovable ante un persistente y volátil precio de los hidrocarburos.

Cuadro 6
América Latina y el Caribe: impacto del precio del petróleo y gas natural sobre la competitividad de hidrocarburos y energía renovable (neto de impuestos y subsidios), cerca del 2014 y estimación al 2030^a

Precio unitario de referencia	Unidades, países y regiones	20	60	90	120	160
Petróleo	Dólar por barril					
Gas natural c	Dólar por millón de BTU	1	2	4	6	7
Generación eléctrica a gas natural d	Dólar por megavatio hora	20	30	40	50	60
COSTO UNITARIO HIDROCARBUROS e						
Convencionales	América Latina					
Crudo extra pesado	Venezuela (Rep. Bol. de)					
Crudo aguas profundas	Brasil, México					
Esquisto	Argentina, México, Colombia					
COSTO UNITARIO ENERGÍA RENOVABLE f						
Bioetanol g	Brasil					
Geotermia	América del Sur					
Hidroelectricidad h	América del Sur					
	América Central y el Caribe					
Bagazo, por planta	Brasil					
Eólica en tierra	Brasil					
	América Central y el Caribe					
Solar por red	América del Sur y América Central					

Fuente: Elaboración propia en base a IRENA 2015c, AIE 2014a, AIE 2013, AIE 2010.

Notas:

^a En color plomo el 2014 y en color naranja la estimación al 2030.

^b El precio mayorista del gas natural asume indexación al precio del petróleo en mercado desregulado. No incluye eventuales costos de licuefacción, transporte, regasificación dados por transporte GNL.

^c Costo normalizado de electricidad (LCOE por siglas en inglés) de tecnología de gas natural a ciclo combinado. Se utilizó parámetros estándar para el costo de capital (1000 dólares/KW), costo de operación (20 dólares/KW), factor de carga (85%), porcentaje de eficiencia (57%), vida útil (30 años) y tasa nominal de descuento (10%/año).

^d Costo de exploración, desarrollo y producción. Excluye impuestos, regalías y margen de utilidad.

^e Costo normalizado de electricidad (LCOE por siglas en inglés). Excluye impuestos y/o subsidios, costos de integración en red, transporte, distribución y costos por externalidades.

^f A un costo de producción de etanol de cerca 0,4 dólares por litro (o 0,6 dólares por litro de gasolina equivalente).

^g Pequeña y gran escala.

¹²⁸ Para países importadores de petróleo, los bajos precios del energético propiciarían que el aumento en los niveles de ahorro público y privado fomenten la actividad económica a través de menores tasas de interés dadas por una mejora en la posición financiera externa y menor riesgo país. Disminuyendo de esta forma el costo de capital (Hussain A. et. al, 2015).

V. Recomendaciones y conclusiones

En el ámbito fiscal, para los países productores/exportadores de petróleo, los bajos precios representarán importantes desafíos; para algunos países los impactos serán significativamente mayores que para otros, éstos deberán hacer los esfuerzos necesarios para mantener sus presupuestos de gasto en directa relación a las potenciales disminuciones de los ingresos fiscales y poner énfasis en diversificar las fuentes de recaudaciones, para evitar una dependencia excesiva en las exportaciones de petróleo. Si bien el impacto será menor para algunos países, es crucial que éstos mantengan sus instrumentos y regímenes fiscales bajo análisis y paulatinamente vayan mejorándolos para maximizar el valor y minimizar el riesgo para el Estado de las recaudaciones fiscales provenientes del sector del petróleo.

De no existir cambios sustanciales sobre el actual régimen fiscal y sobre los niveles promedio de producción regional, se espera que ante precios futuros en torno a los 60 dólares el barril se recaude cerca de 125 mil millones de dólares por año en los países exportadores más importantes de la región, lo cual representa cerca de 50 mil millones de dólares por año menos, es decir, aproximadamente uno por ciento del PIB menos respecto a un escenario de precios altos como el evidenciado en los últimos años. En otras palabras, la persistencia de la disminución en el precio internacional del petróleo propiciaría una reducción anual en la recaudación fiscal promedio regional de aproximadamente 25 por ciento por concepto de actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Para los países que consumen/importan petróleo, los bajos precios del petróleo representarán beneficios; para algunos países los impactos positivos serán percibidos mayormente por los hogares y las empresas, ya que incrementarán sus ingresos ante el menor costo de los combustibles; para otros países, donde el traspaso de los precios internacionales del petróleo es menor, el beneficio no será percibido significativamente por los consumidores, pero sí en el ámbito fiscal a través de una disminución del costo de los subsidios. Asimismo, esta situación pudiera representar una oportunidad para mejorar sus sistemas tributarios sobre los productos del petróleo o para reducir sus niveles de subsidios y así aliviar el costo fiscal que estos representan.

Una reducción o eliminación paulatina de subsidios debiera contar con un contrato social y consenso político, gestados a partir de una estrategia comunicacional certera y transparente, acompañada de políticas compensatorias dirigidas a los segmentos más vulnerables. En este caso, además, se deberían desarrollar medidas tendientes hacia una sustitución de combustibles fósiles y a la reducción de su consumo por medio de mayor eficiencia energética.

Existen importantes nexos entre los diferentes grupos de materias primas en los mercados globales, esto a su vez eleva los impactos de las potenciales restricciones de los recursos. Los precios

y la volatilidad de los diferentes recursos naturales han venido demostrando una cercana y creciente correlación en las últimas décadas; de hecho la correlación entre las canastas de materias primas básicas está hoy en día en su punto más alto del último siglo, esto significa que cualquier shock exógeno en cualquiera de los grupos de materias primas se podría replicar rápidamente sobre otros grupos de materias primas.

La caída del precio del petróleo tendrá un impacto significativo y dispar en las balanzas comerciales de los países de región; los países consumidores/importadores de petróleo mejorarán sus saldos comerciales y se beneficiarán, mientras que los países productores/exportadores experimentarán importantes disminuciones en sus balanzas comerciales y en los saldos de sus cuentas corrientes. Asimismo, los menores precios del petróleo derivarán en una apreciación de las monedas de los consumidores/importadores de este producto y a una depreciación de las monedas de los productores/exportadores respecto al dólar americano, para estos últimos, las depreciaciones bien reguladas pueden ayudar a que la economía se nivele, sin embargo también podrían resultar en problemas financieros para aquellas empresas y gobiernos cuya deuda esté denominada en dólares.

Los países de la región que han acumulado un importante nivel de reservas en los años de altos precios del petróleo podrán permitir déficits fiscales más elevados y recurrir a esos fondos durante algún tiempo, sin embargo deberán prever minuciosamente su política monetaria a futuro durante el periodo que vayan agotando sus reservas. Por otro lado para aquellos países donde el margen para incrementar el déficit fiscal es limitado, los ajustes deberán ser más estrictos e inmediatos, y necesitarán una depreciación real más amplia. Donde las expectativas no estén bien ancladas, las depreciaciones no bien reguladas podrían derivar rápidamente en altos niveles de inflación.

El deterioro de la cuenta corriente y balance fiscal fruto de la caída en el precio de las materias primas representará para los países productores y exportadores de petróleo un importante reto, tanto para implementar políticas fiscales y monetarias contracíclicas cuanto para encontrar opciones de endeudamiento externo sostenible a través de financiamiento concesional, que no entre en contraposición al necesario resguardo medioambiental y uso de contenido local en proyectos de inversión.

Para los países importadores centroamericanos y caribeños de la iniciativa PETROCARIBE el contexto actual representa una oportunidad para mejorar su saldo deficitario en cuenta corriente en aproximadamente 2 por ciento del PIB generando una menor presión sobre el ya considerable endeudamiento externo presente en estas regiones.

Ante las expectativas de que los bajos precios del petróleo se mantengan en los próximos años, y tomando en cuenta costos de inversión elevados y un difícil entorno de financiamiento, éstas pudieran reflejarse en una contracción de los niveles de inversión internacional en actividades de exploración y desarrollo de hasta un 20 por ciento para el año 2015. Esta situación ya se evidencia en la reducción de los presupuestos corporativos y en sus pronósticos de producción. Dicha contracción en los niveles de inversión en el sector ocasionaría una cancelación o postergación de proyectos de alto costo en yacimientos ubicados en aguas profundas, capas de esquisto y otros proyectos de gran envergadura.

Una adecuada gobernanza corporativa propiciaría la eficiente gestión de recursos financieros y humanos por parte de las empresas estatales de petróleo, lo que junto con las características de progresividad presentes en los actuales regímenes fiscales, mejorarían las posibilidades para captar capitales extranjeros en eventuales alianzas público-privadas tendientes al desarrollo de yacimientos y búsqueda de seguridad energética.

El grado de avance tecnológico en energías renovables, su adopción e implementación regional, el acceso a fuentes de financiamiento preferenciales y la promoción de medidas y políticas de fomento hacia la penetración de energías limpias, determinarán en última instancia su factibilidad regional ante un volátil precio de los hidrocarburos.

Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía AIE (2014a), “World Energy Outlook 2014”.
- _____ (2014b), “World Energy Investment Outlook”, capítulo 2.
- _____ (2014c), [en línea] <http://www.iea.org/subsidy/>.
- _____ (2013), “World Energy Outlook 2013”.
- _____ (2011), “World Energy Outlook 2011”.
- _____ (2010), “World Energy Outlook 2010”.
- Arezki y Blanchard (2014), “Seven questions about the recent oil price slump”, IMF direct, diciembre.
- Arroyo y Perdriel (2015), “Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México”, CEPAL, enero.
- Banco Central de Bolivia (2014), “Memoria 2013”.
- Banco Interamericano de Desarrollo BID (2015), “El laberinto: Cómo América Latina y el Caribe puede navegar la economía global”, marzo.
- Banco Mundial (2015a), “Understanding the plunge in oil prices: sources and implications”, Global Economic Prospects, capítulo 4, enero.
- _____ (2015b), “Indicadores del Desarrollo Mundial WDI”, [en línea] <http://databank.worldbank.org/data/reports.aspx?source=world-development-indicators>.
- _____ (2015c), “Global Economic Prospects”.
- _____ (2011), “The changing wealth of nations”.
- Baffes et al. (2015), “The Great Plunge in Oil Prices: Causes, Consequences, and Policy Responses”, marzo.
- Bárány y Grigonytė (2015), “Measuring Fossil Fuel Subsidies”, European Commission, marzo.
- Binbham, Federico (2001), “Domestic Petroleum Price Smoothing in Developing and Transition Countries”, Fondo Monetario Internacional (FMI).
- British Petroleum BP (2015a), “Statistical review of world energy”, junio.
- _____ (2015b), “BP Energy Outlook 2035”, junio.
- BMI Research (2015), “Oil price drop: Challenges ahead for Latin America”, marzo.
- Cáceres y Baptista (2011), “Aproximación al cambio de paradigma sobre la concepción cultural de la gasolina y su consumo en Venezuela,”.
- Campodónico, (2009), “Gestión de la industria petrolera en período de altos precios del petróleo en países seleccionados de América Latina”, CEPAL.
- CEPAL (2015a), “Estudio Económico de América Latina y el Caribe”, julio.
- _____ (2015b), “Base de indicadores de eficiencia energética BIEE”, [en línea] www.cepal.org/drni/biee.
- _____ (2015c), “Primer Foro de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC) y China”, enero.
- _____ (2014), “Pactos para la igualdad. Hacia un futuro sostenible”, abril.

- _____ (2013), "Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional en América Latina y el Caribe", Capítulo II, Diciembre.
- _____ (2008), "Bioetanol de Caña de Azúcar. Energía para el Desarrollo Sostenible", Coordinación BNDES y CGEE, noviembre.
- Cepalstat (2015) [en línea] http://estadisticas.cepal.org/cepalstat/WEB_CEPALSTAT/Portada.asp?idioma=i
- CNN expansión (2015), "3 puntos que explican el incumplimiento de la Ronda Uno", 16 de julio.
- Cody, et. al (2015), "How Large Are Global Energy Subsidies?", Fondo Monetario Internacional, mayo.
- Cody, Gillingham, et. al (2010), "Petroleum Product Subsidies: Costly, Inequitable, and Rising", Fondo Monetario Internacional, febrero.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos de México CNH (2015) [en línea] <http://www.cnh.gob.mx/>
- Corbacho, Fretes Cibils y Lora, 2013, "Recaudar no basta: los impuestos como instrumento de desarrollo", BID.
- Del Granado, Hugo (2015), "La gran oportunidad de inversión fue con precios altos", Página Siete, 4 de Septiembre.
- Deloitte Development LLC. (2015), "Oil Prices in Crisis Considerations and Implications for the Oil and Gas Industry".
- Deutsche Bank Journal (2014), "OPEC Fiscal Breack-Even Oil Prices", Deutsche Bank, Business Insider, octubre.
- Economy Watch (2010), "Major Petroleum and Oil companies", julio.
- Ecopetrol (2015) [en línea] <http://www.ecopetrol.com.co>.
- Energy Information Administration EIA (2015a), "What's Up With Gasoline Prices?".
- _____ (2015b), [en línea] <http://www.eia.gov>
- _____ (2015c), "Effects of Removing Restrictions on U.S. Crude Oil Exports", septiembre.
- _____ (2015d), "Short-Term Energy Outlook", mayo.
- Energy Digital (2014), "Top 10 oil companies in the World", abril 2014.
- Energy Press (2015), "PEMEX podría perder campos adjudicados en Ronda Cero", Nro. 746, 11 de Mayo.
- Erana, Roberto (2015), "Impact of Lower Oil Prices on Latin America", Frontera Capital Advisors, 19 de enero.
- Ernst and Young EY (2015), "Resilience through volatility: oil prices and the energy industry".
- Estadao (2015), [en línea] <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,governo-aumenta-imposto-sobre-gasolina,1621996>.
- Financial Times (2007), "The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals", marzo.
- FMI (2015a), "World Economic Outlook", [en línea] <http://www.imf.org/external/ns/cs.aspx?id=28>
- _____ (2015b), "Petróleo más barato en los países de Petrocaribe: Un sabor agridulce", Adrienne Cheasty, 18 de marzo.
- _____ (2014), "Government Finance Statistics Manual 2014" (Pre-Publication Draft).
- _____ (2013), "Energy Subsidy Reform: Lessons and Implications", FMI, enero.
- _____ (2012), "Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation" [en línea] <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>.
- _____ (1995), "Tax Policy Handbook", ed. Parthasarathi Shome
- Fondo Mexicano del Petróleo FMP (2015) [en línea] <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/>
- Gallagher et al., (2015), "China-Latin America Finance Database," Washington: Inter-American Dialogue.
- _____ (2012), "The New Banks in Town: Chinese Finance in Latin America", Washington: Inter-American Dialogue.
- Gould, Erik (2015), "The Impact of Falling Oil Prices in Emerging Markets", The Financialist Credit Suisse, 29 de enero.
- Global Petrol Prices (2015), "Chart: In Brazil, drivers pay for the budget deficit", 13 de abril.
- Global Petrol Prices (2015b), [en línea] www.globalpetrolprices.com
- Gómez Sabaini, Jiménez y Morán (2015), "El impacto fiscal de los recursos naturales no renovables en los países de América Latina", Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
- Horta, Luiz (2015), "Crise do setor de energia no Brasil; evolucao e perspectivas", Unicamp.
- Hussain A., et al. (2015), "Global implications of lower oil prices", IMF staff discussion note, julio.
- IHS CERA (2014), "Capital Costs", [en línea] <http://www.ihs.com/info/cera/ihsindexes/index.aspx>,
- IRENA (2015a), "Sugar cane ethanol producer prices and feedstock costs in Brazil, 2002 to 2012", [en línea] <http://costing.irena.org/charts/bioethanol.aspx>
- _____ (2015b), "Renewable Energy in Latin America 2015: An Overview of Policies", junio.
- _____ (2015c), "Renewable power generation costs in 2014", enero.

- La Tercera (2015), “Una larga pesadilla para el Alba”, 31 de agosto.
- _____ (2012), “Los costos mineros siguen al alza en Chile por el descenso en la ley de sus yacimientos”, 8 de abril.
- Loes, Andre (2015), “HSBC Latin America’s commodity crunch”, 7 de enero.
- McKinsey Global Institute (2011), “Resource Revolution: Meeting the world’s energy, materials, food, and water needs”, noviembre.
- Mendoza (2014), “Panorama preliminar de los subsidios y los impuestos a las gasolinas y diésel en los países de América Latina”, CEPAL, noviembre.
- Monaldi, Fracisco (2015), “PDVSA: 10 tendencias alarmantes”, 2 de agosto.
- OCDE, Naciones Unidas, CAF, (2014), “Perspectivas Económicas de América Latina 2015”
- Oil and Gas Journal OGI (2015a), “Mexico’s evolving fiscal terms”, 19 de enero.
- _____ (2015b), “Evolving PSC offers insight into Mexico’s legal framework”, 2 de marzo.
- _____ (2015c), “Mexico’s energy reform: A sobriety check”, 2 de marzo.
- _____ (2015d), “Sharp drop expected in global E&P spending in 2015, study says”, enero.
- OPEP (2015), “Bulletin 3/15”, Nro.2, marzo.
- Página Siete (2015), “Evo pide ajustarse los cinturones ante la baja del petróleo”, 6 de septiembre.
- PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.) (2015) [en línea] <http://www.pdvs.com>
- _____ (2013), “Informe de gestión anual 2012” [en línea] <http://www.pdvs.com>
- PEMEX (Petróleos Mexicanos) (2015) [en línea] <http://www.pemex.com>
- Petroamazonas (2015) [en línea] <http://www.petroamazonas.ec>.
- Petrobras (2015) [en línea] <http://www.petrobras.com>.
- PETROCARIBE (2015) [en línea] www.petrocaribe.org.
- PetroStrategies Inc. (2015), “World’s Largest Oil and Gas Companies”.
- Rennhack y Valencia, (2015), “Fiscal Impact of Lower Oil Prices on Latin America and the Caribbean”, 26 de Febrero.
- Rodríguez Padilla (2014), “La reforma energética en México. Notas para un análisis de riesgos y beneficios”, versión preliminar, noviembre.
- Sociedad Alemana de Cooperación Internacional GIZ (2014), “International Fuel Prices 2012/2013”, agosto.
- The Economist (2014), “Winners and losers”, 25 de octubre.
- _____ (2015a), “Pump aligning”, 17 de Enero.
- _____ (2015c), “The global addiction to energy subsidies”, 26 de julio.
- The Wall Street Journal Americas (2015a), “Hasta cuándo caerá el petróleo? Depende de la energía de esquisto”, 14 de enero.
- _____ (2015b), “Canadá se aferra a sus arenas bituminosas”, 14 de enero.
- _____ (2015c), “La caída de precios hace atractivo el crudo latinoamericano para Asia”, 17 de marzo.
- _____ (2015d), “El exceso de crudo pone freno a la producción”, 14 de julio.
- The Wall Street Journal (2014), “OPEC: The Cartel is Standing Pat on Production”, noviembre.
- The Washington Post (2014a), “A simple guide to the sudden collapse in oil prices”, 2 de diciembre.
- The Washington Post (2014b), “As oil prices plunge, wide-ranging effects for consumers and the global economy”, 2 de diciembre.
- UNCTAD (2015), Base de datos [en línea] <http://unctadstat.unctad.org>
- Villafuerte M. y Lopez-Murphy P. (2010), “Fiscal Policy in Oil Producing Countries During the Recent Oil Price Cycle”, FMI.
- Yacimientos Petrolíferos Fiscales YPF (2015), [en línea] www.ypf.com.
- _____ (2015b), [en línea] www.ypfb.com.

Anexo

Anexo 1

Cuadro A.1

América Latina y el Caribe (países seleccionados): sistemas fiscales para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, 2014

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Argentina	Los contratos son de tipo concesión, por lo que la empresa adjudicataria debe pagar un bono al Estado cuando se firma el contrato de exploración o comienza la etapa de producción.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos considerando solo la producción computable	Producción computable valorada según precio en boca de pozo	General del 12%, aunque puede ser mayor en algunas provincias	Impuestos sobre las ganancias del 35%, Impuesto a los Sellos del 0,5%, Impuesto sobre Créditos y Débitos Bancarios del 1,2%, el Impuesto sobre Bienes Personales del 1,25% e IVA del 21%
		Cánones o derechos de exploración	Gravar las actividades de exploración y búsqueda de reservas de hidrocarburos	Exploración de áreas concedidas	Kilómetro cuadrado otorgado en cada concesión	Se define anualmente el valor económico por kilómetro cuadrado	
		Derechos de exportación	Gravar las ventas al mercado externo de los hidrocarburos. No es compensatorio del valor de la producción para el pago de regalías. Se utiliza para disminuir el precio de paridad de las exportaciones, al restar del precio de referencia internacional esta obligación	Exportación de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos	Precio final de exportación, con ajuste de calidad	Alicuotas variables y progresivas con relación al precio de referencia del crudo. Existen dos pasos: 1) Se calcula la alicuota nominal teniendo en cuenta un precio de referencia regulado de 60,9 dólares por barril. Cuando el precio internacional es menor que el valor de referencia, la alicuota nominal es del 45% y, en caso de que dicho precio internacional sea inferior a 45 dólares, se determinará la alicuota en 90 días. Cuando el precio internacional es mayor que el de referencia, la alicuota se determina obteniendo el porcentaje de la diferencia y ese resultado se suma al 45% mínimo de alicuota aplicable 2) Se determina la alicuota efectiva dada por $1/(1+\text{alicuota nominal})$, el resultado obtenido es el que se aplica a la base imponible Se exime de esta carga fiscal al 20% de la producción exportable a partir del quinto año proveniente de reservorios no convencionales.	

Cuadro A.1 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alícuota	Otros tributos
Bolivia (Estado Plurinacional de)	Producción compartida, operación y asociación. Actualmente hay 44 contratos de operación que se refieren a actividades de exploración y explotación. Existen también contratos de sociedad de economía mixta en áreas exploratorias	Regalías y participación en el Tesoro General del Estado	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Explotación y producción de hidrocarburos	Para el mercado interno y externo: cantidad total producida por el precio medio ponderado de ventas en el mercado, por el porcentaje de asignación de estas ventas sobre las ventas totales.	18% sobre el valor en punto de fiscalización: a) 11% para el departamento productor Agregado (13%) y el b) 1% para los departamentos de Beni y Pando c) 6 % para el Tesoro General del Estado.	Adicionalmente existen pagos por patentes, el Impuesto al Valor Agregado (13%) y el Impuesto a las Transacciones (3%) para las ventas en el mercado interno
		Impuesto Directo a los Hidrocarburos			Misma base imponible que las regalías	Sobre la base imponible, valor de la producción en el punto de fiscalización. Se aplica el 32%	
		Participación de YPFB	Participación de la empresa estatal en las ganancias generadas por los contratos de operación	Explotación y producción de hidrocarburos	Ganancias que se distribuirán según el anexo F de los contratos	Porcentaje variable y progresivo ante precios y factor de ingresos y costos (factor B) del operador. Deerece cuanto mayor es la producción del operador	
		Patentes	Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional	Explotación de hidrocarburos de propiedad nacional	Área explotada		
Brasil	Se utilizan tres regímenes: a) Sistema de concesión, mediante el cual se otorga a los inversionistas particulares el derecho de explorar y explotar el recurso, y se licitan o subastan las áreas petroleras. b) Régimen de Cesión Onerosa a Petrobras a partir del año 2010. c) A partir de la primera ronda de licitación de áreas pre-sal el año 2013, regirán para éstas contratos del tipo producción compartida. Estos tendrían como característica una participación mínima del 30% en la producción para Petrobras y exención para ciertas cargas fiscales.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables Imponer una participación especial a los campos de gran producción o alta rentabilidad Participaciones especiales	Explotación y producción de hidrocarburos Rentabilidad superior a lo fijado por la ANP	Valor de la producción en boca de pozo, se pagan en función de los precios del mercado del petróleo, gas natural o condensado, de las especificaciones del producto y de la localización del campo Valor de la producción una vez descontadas las regalías, las inversiones en exploración, los costos de producción, la depreciación y otros tributos. Como en el caso anterior, la cantidad exacta quedará establecida en el contrato de concesión. Se aplicarán tasas progresivas sobre la producción neta de cada campo de acuerdo a la ubicación, el número de años y volumen de producción.	Entre el 5% y el 10%, dependiendo de los riesgos geológicos, las perspectivas de producción y otros factores que debe considerar la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), que fija en el contrato de concesión el valor definitivo. 15% para contratos de producción compartida. Oscilan entre el 0% y el 40%. Exentas para contratos de producción compartida y para el régimen de Cesión Onerosa de Petrobras.	

Cuadro A.1 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Chile	Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOP) de forma exclusiva o asociación con la estatal ENAP. Los contratistas adquieren la propiedad del hidrocarburo una vez producido. Sin embargo, su comercialización está sujeta a regulación por el Estado, que paga al contratista una retribución, en efectivo ó producción, una vez iniciado el desarrollo.	Bonos de signatura, programa mínimo de trabajo y contenido local	Montos y porcentajes que las empresas concesionarias ofrecen por obtener el derecho a explotar los recursos de hidrocarburos en las áreas licitadas	Adjudicación de áreas en licitación	Monto económico ofrecido en la licitación para obtener la concesión de gas natural o petróleo	No puede ser menor del valor establecido por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) al convocar a la licitación.	Bonos de signatura ofrecidos por el licitante y no sujetos a puja en contratos de producción compartida.
	Tasa de ocupación de área	Pago por el uso del terreno especificado en la concesión	Pago por el uso del terreno especificado en la concesión	Realización de actividades de exploración y explotación de los recursos	Kilómetro cuadrado otorgado en cada concesión	Expresados en reales por kilómetro cuadrado durante las fases de exploración y producción, definidos en cada contrato.	Exenitas para contratos de producción compartida.
	Pago al propietario de la tierra	Impuesto a la Renta para las Sociedades	Gravar ganancias anuales por las operaciones de explotación y producción de derivados de hidrocarburos	Producción del hidrocarburo en territorios brasileños	Producción bruta de petróleo y gas natural	1%	Además, se aplican las disposiciones de la Ley sobre el Impuesto a las Ventas y Servicios, contenida en el Decreto Ley N° 82.5 del año 1974, que fijan el impuesto al valor agregado en un 19%
Colombia	Contratos de asociación. La exploración se ejecuta a cuenta y riesgo del socio privado y se da en un período de explotación comercial conjunta de 22 años, en los casos en que Ecopetrol decida participar en la explotación de los campos. Contratos de concesión donde Ecopetrol también puede participar en la subasta o licitación por la adjudicación de bloques	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos	Valor de los hidrocarburos en boca de pozo	Alicuota escalonada desde el 8% al 25%, según el volumen de producción de petróleo. Las regalías para gas natural, asimismo escalonadas, son un porcentaje de las regalías petroleras y dependen del origen de la producción (por ejemplo, tierra firme o alta mar) y de la profundidad del reservorio.	Descuento de un 40% en el pago de regalías e impuestos para productores de hidrocarburos no convencionales.
	Derechos por el uso del subsuelo	Derechos por el uso del territorio nacional para operaciones de exploración y explotación	Al inicio de cada fase de exploración y semestralmente en la fase de explotación	Dólares por unidad de superficie	Anualmente se publica el monto fijo que se debe pagar		

Cuadro A.1 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
		Derecho por precios altos	Gravar las operaciones que superen los márgenes y las operaciones que superen los parámetros de producción	Cuando la producción acumulada de hidrocarburos líquidos de cada área, incluido el volumen asociado a regalías, supere los cinco millones de barriles y en el caso de que el precio del crudo supere el precio base o cuando la producción de gas destinado a la exportación alcance los cinco años y el precio US Gulf Coast Henry Hub supere el precio base	Producción neta de regalías	Alicuota variable entre el 30% y el 50%	
		Derecho económico como porcentaje de participación en la producción	Solicitar a los ofertantes en el momento de la licitación un porcentaje de la producción por la explotación de hidrocarburos. Este aspecto es relevante para la adjudicación	Cualquier tipo de producción, incluso las pruebas extensas de producción que se ejecutan en el periodo exploratorio	Producción neta de regalías	Fijo o variable de acuerdo con la oferta de la empresa privada en la licitación	
Ecuador	Contratos de servicios y contratos de reactivación de campos marginales. Los contratos de servicios consideran el pago de una tarifa fija a las compañías dentro de una participación activa de empresas estatales Petroecuador y Petroamazonas.	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos	Valor de la producción en boca de pozo, según el precio de facturación, con cálculos diferenciados por calidad del hidrocarburo	Variable del 12,5% al 18,5%	
Perú	Contratos de licencia, tipo concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos, celebrados entre PERUPETRO y el contratista	Regalías	Garantizar un ingreso mínimo al Estado ante disminución de precios	Cuando el precio del crudo sea menor al presupuestado	Valor de la producción en boca de pozo	25%	
			Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos	El valor en boca de pozo de la producción fiscalizada de hidrocarburos	Escala variable entre el 5% y el 25%, en función de la metodología elegida por el contratista (escala de producción o resultado económico) y de las estimaciones de inversión y costos potenciales en el área prevista en el contrato	Impuesto a la renta. Se aplica sobre la utilidad de la operación con una alicuota del 30%

Cuadro A.1 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
México	a)	Asignación para PEMEX (Ronda 0).	Gravar las áreas exploratorias que no se encuentren en fase de producción	Realización de actividades de exploración	Área exploratoria en Km2	1.150 pesos/Km2 (hasta mes 60) y 2,750 pesos/Km2 (a partir de mes 61)	Impuesto a la renta del 30% . Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos de 1,500 pesos/Km2 en fase de exploración y de 6.000 pesos/Km2 en fase de extracción por MMBtu) para gas natural.
			Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos	El valor en boca de pozo de la producción fiscalizada de hidrocarburos	Progresiva desde 7,5% (hasta 48 dólares) a 16% (115 dólares) para petróleo. Desde 1% (ante precio mayor a 5 dólares por MMBtu) para gas natural.	
			Gravar la utilidad del contrato	La obtención de ganancias	Valor de venta menos derecho de extracción y límite de costos de inversión y operación.	Descendente desde 70% (año 2015) hasta 65% (año 2019).	
	b)	Contratos (Rondas 1, 2,...) b.1. Licencia	Montos que las empresas concesionarias ofrecen por obtener el derecho a explotar los recursos en áreas licitadas	Adjudicación de áreas en licitación	Monto económico ofrecido en la licitación para obtener la concesión de gas natural o petróleo	No puede ser menor del valor establecido por la CNH al convocar a la licitación.	
			Gravar las áreas exploratorias que no se encuentren en fase de producción	Realización de actividades de exploración	Área exploratoria en Km2	1.150 pesos/Km2 (hasta mes 60) y 2,750 pesos/Km2 (a partir de mes 61)	
			Idem que Derecho de extracción	Idem que Derecho de extracción	Idem que Derecho de extracción	Idem que Derecho de extracción	
			Gravar la venta	Venta de hidrocarburos	Valor de venta	A determinarse en contratos de licencia	
			Idem que Derecho de Utilidad compartida	Idem que Derecho de Utilidad compartida	Idem que Derecho de Utilidad compartida	Idem que Derecho de Utilidad compartida	
			Contraprestación estatal sobre Utilidad Operativa (excepto a, b.1., b.4)	Idem que Derecho de Utilidad compartida	Idem que Derecho de Utilidad compartida	Sujeto a oferta en licitación no pudiendo ser menor a valor establecido por CNH (i.e. cerca de 40%)	
			Regalías (excepto a, b.4.)	Idem que Derecho de extracción	Idem que Derecho de extracción	Idem que Derecho de extracción	

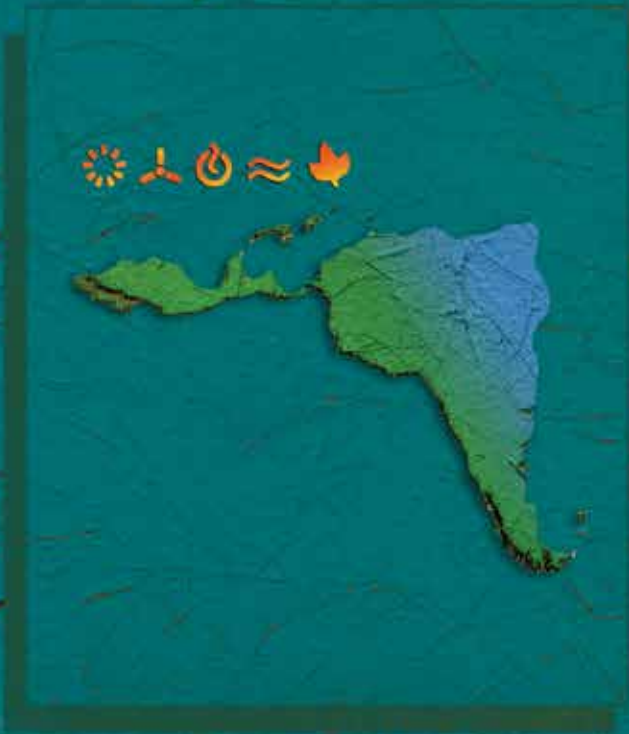
Cuadro A.1 (continuación)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Trinidad y Tabago	Contratos tipo de concesión y producción compartida	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos	El valor en boca de pozo de la producción fiscalizada de hidrocarburos	Variables en contratos. Históricamente de entre 10% a 15% para petróleo y 0,015 dólares/Mpc para gas adentro ó tierra firme.	Impuesto a la renta, alícuotas de 35% y 50%, en función a localización del reservorio en mar adentro ó tierra firme.
		Impuesto de desempleo	Compensar a ciudadanos desempleados	La obtención de ganancias petroleras	Utilidad imponible	5%	
		Impuesto adicional/suplementario petrolero	Gravar utilidades extraordinarias	Ventas de petróleo pero no así de gas natural	Ingreso bruto neto de incentivos y en función a promedios de crudo	0%-64%	
		Gravamen sobre la producción petrolera	Gravar producción adicional	Producción petrolera por encima de 3500 barriles al día.	Mínimo de entre el 4% del ingreso por venta y la participación proporcional en el subsidio petrolero		
		Impuesto para el "fondo verde"	Contribuir con recursos al fondo	Ventas de hidrocarburos	Ingresos brutos	0,1%	
Venezuela (República Bolivariana de)	Ley Orgánica de Hidrocarburos y reformas que establecen el contrato de empresa mixta con participación accionaria de PDVSA de al menos el 60%. Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. No existe límite para la cuota privada en contratos de exploración y explotación de gas natural	Regalías	Compensar económicamente al Estado por la explotación de sus recursos naturales no renovables	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos	Valor de la producción en boca de pozo, con ajustes por gravedad y contenido de azufre	Actualmente la alícuota de la regalía petrolera es del 30% y puede reducirse al 20% en yacimientos maduros o de la taja del Orinoco. La alícuota para el gas natural es del 20%	
		Impuesto superficial	Pago por desuso del área concedida para operaciones de exploración y explotación	No utilización de las áreas concedidas desde la firma de los contratos respectivos	Área no explotada de la concesión	Cien unidades tributarias (aproximadamente 1.767 dólares) por año y kilómetro cuadrado. Se incrementa anualmente si la situación persiste	
		Impuesto de Extracción	Gravar la explotación y producción de los hidrocarburos líquidos y gaseosos	Producción de hidrocarburos en territorio venezolano	La misma base que las regalías	Tasa del 33,33%, sujeta a deducción con el pago de regalías y ventaja especial	
		Impuesto de Registro de Exportación	Gravar las operaciones que generen rentas mayores para los concesionarios	Exportación de hidrocarburos	Valor de todos los hidrocarburos exportados desde cualquier puerto del territorio nacional considerando el precio real de venta	Uno por mil (0,1%)	

Cuadro A.1 (conclusión)

País	Formas contractuales	Pagos convencionales al Estado	Objeto	Hecho imponible	Base imponible	Alicuota	Otros tributos
Venezuela (República Bolivariana de)		Ventaja especial	Obtención del 50% de los ingresos brutos generados por la comercialización de hidrocarburos	Producción de hidrocarburos líquidos o gaseosos en áreas delimitadas	Pago anual de la diferencia entre el valor del ingreso bruto y los pagos fiscales realizado por las empresas mixtas (en forma de regalías, contribución especial, impuesto sobre la renta, impuesto sobre la extracción, impuesto sobre el registro de exportación e inversión en proyectos endógenos, entre otros)		
	Contribución Especial sobre Precios Exorbitantes y Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos		Gravar la diferencia entre el precio internacional del crudo con el precio presupuestado o el precio límite de referencia	Exportación o transporte al exterior de hidrocarburos líquidos o PDYSA, o a cualquiera de sus filiales por un monto superior al presupuestado	Volumen de hidrocarburos exportados, tras deducir los importados que se usan en el proceso productivo	Monto en dólares por barril, correspondiente a una proporción de la diferencia entre el precio internacional y el precio presupuestado o el precio límite de referencia (70 dólares/Bbl). El cálculo de la proporción es acumulativo y se basa en la aplicación de alícuotas escalonadas desde un 20% hasta un 95% sobre los diferenciales de precios establecidos según rangos y premisas de precios extraordinarios y exorbitantes. Cuanto más elevado es el precio internacional, mayor es la proporción de la diferencia de precios que debe percibirse	

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.



C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org