

El impacto macroeconómico de la reforma energética ecuatoriana

Paul Carrillo Maldonado
Javier Díaz-Cassou
Jesús Tejeda

Departamento de Países del
Grupo Andino

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-1451

El impacto macroeconómico de la reforma energética ecuatoriana

Paul Carrillo Maldonado*
Javier Díaz-Cassou*
Jesús Tejeda**

*Departamento de Países del Grupo Andino

**Departamento de Infraestructura y Medio Ambiente

Julio 2018

Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo
Carrillo Maldonado, Paul A.

El impacto macroeconómico de la reforma energética ecuatoriana / Paul A. Carrillo
Maldonado, Javier Díaz-Cassou, Jesús A. Tejada Ricardez.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1451)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric power-Ecuador-Finance. 2. Energy facilities-Ecuador-Finance. 3. Electric
power-Law and legislation-Ecuador. 4. Energy harvesting-Ecuador-Finance. 5.
Electric power-Subsidies-Ecuador. I. Díaz-Cassou, Javier. II. Tejada Ricardez, Jesús
A. III. Banco Interamericano de Desarrollo. Departamento de Países del Grupo
Andino. IV. Título. V. Serie.

IDB-TN-1451

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2018 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



Carrillo Maldonado, Paul: paulcar@iadb.org; Díaz-Cassou, Javier: jdiaz@iadb.org; Jesús Tejada: jesust@iadb.org

El impacto macroeconómico de la reforma energética ecuatoriana*

Paul Carrillo Maldonado, Javier Díaz-Cassou y Jesús Tejeda

Resumen

En el presente documento se presenta una estimación del impacto macroeconómico de la reforma energética emprendida en Ecuador durante la pasada década. El análisis enfatiza los efectos que sobre las finanzas públicas y la balanza comercial está teniendo el cambio de la matriz energética del país. Para ello, se realizan proyecciones que permiten cuantificar el efecto de la incorporación de las nuevas hidroeléctricas y el programa de optimización de energía eléctrica, el programa de sustitución de cocinas a gas por cocinas eléctricas de inducción, y el decreto que reforma los precios en los sectores industrial y comercial. Los resultados muestran que la reforma energética reduce sustancialmente el peso de los subsidios a los combustibles y de las importaciones de productos derivados del petróleo, mejorando el comportamiento de las finanzas públicas y de la balanza comercial.

Palabras clave: Reforma energética, Subsidios de combustibles, Finanzas públicas, Balanza comercial.

Clasificación JEL: Q25, Q35, Q43, H23, H62

* Los autores agradecen a Fabricio Borja, Víctor Orejuela, Soraya Cárdenas, Marco Valencia, Wilson Mejía y Hugo Sarzosa por sus comentarios y sugerencias. También se extiende un reconocimiento a las entidades mencionadas por su apertura para realizar el análisis. Un especial agradecimiento a Juan Esteban Mosquera por su apoyo al proyecto. Las opiniones, los errores u las omisiones son responsabilidad exclusiva de los autores y no necesariamente del Banco Interamericano de Desarrollo.

1. Introducción

A lo largo de la última década Ecuador ha abordado una reforma integral de su sector eléctrico. Los principales objetivos de esta reforma han sido mejorar la seguridad del sistema eléctrico, incrementar la calidad del servicio y reforzar la confiabilidad del sistema en su conjunto. Este proceso de transformación se ha llevado a cabo a través de cambios en el marco legal, regulatorio e institucional del sector eléctrico, y de la ejecución de un plan de inversiones cuyo monto agregado asciende a más de US\$12.000 millones (66% en generación, 11% en transmisión y 23% en distribución), cifra equivalente a cerca del 12% del Producto Interno Bruto (PIB) del país. El grueso de estas inversiones se ha destinado a la construcción de ocho centrales hidroeléctricas que aportarán una potencia en capacidad de generación de 2.832 MW al sistema, algunas de las cuales ya han entrado en funcionamiento, a la espera de que las restantes inicien su operación de manera progresiva en los próximos años. Asimismo, el gobierno ha trabajado en el refuerzo y la expansión de la infraestructura de transmisión y distribución, para que la energía generada por las nuevas centrales pueda ser despachada con mejor calidad a los consumidores finales, y comercializada como transacciones internacionales de electricidad, a través de los enlaces binacionales, y en el mercado eléctrico regional en un futuro.

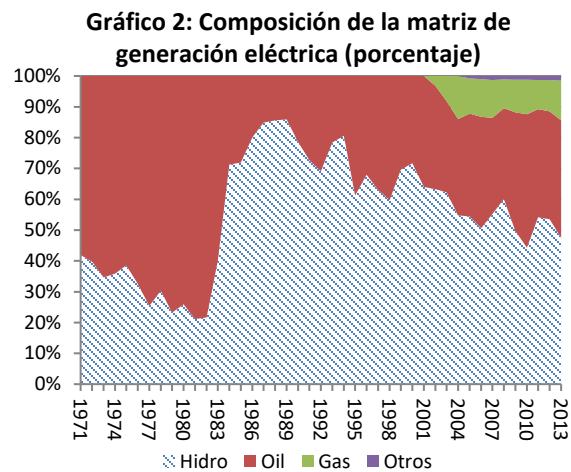
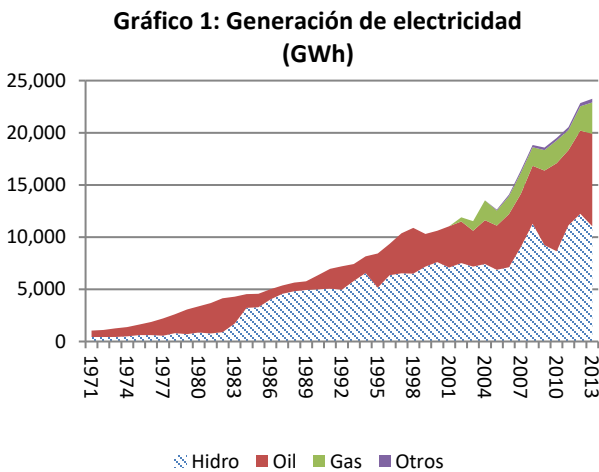
El objetivo de este estudio es analizar la reforma energética ecuatoriana desde una perspectiva macroeconómica. El vínculo entre el cambio de la matriz de generación eléctrica y el desempeño macroeconómico del país transcurre principalmente a través de dos canales: i) por el lado fiscal, la reforma energética contribuirá a reducir el peso de los subsidios (sustitución de combustibles fósiles por electricidad en varios sectores de la economía); ii) por el lado de la balanza de pagos, el desplazamiento de las centrales térmicas por hidroelectricidad reducirá la necesidad de importar productos derivados del petróleo, cuya demanda interna (nacional o del país)¹ no puede abastecerse en su totalidad con la producción de las refinerías ecuatorianas.

El resto del documento se organiza del siguiente modo. En primer lugar, se presenta brevemente la evolución histórica del sector eléctrico ecuatoriano y se describe la estrategia para el cambio de la matriz energética implementada durante la pasada década. En segundo lugar, se analiza el esquema de subsidios a los combustibles fósiles existentes en Ecuador, en términos relativos uno de los más generosos de la región, y se lo cuantifica aplicando el enfoque metodológico que a tal efecto ha desarrollado el Fondo Monetario Internacional (FMI). Finalmente, se dimensiona el impacto macroeconómico de la reforma energética, comparando la evolución proyectada de una serie de variables de interés en el escenario en el que concluyen las inversiones en curso y en un escenario contrafactual en el que no se ejecuta el cambio de la matriz energética ecuatoriana.

¹ En el resto del documento se utilizarán estos tres términos para referirse a la oferta o demanda dentro del país, sin considerar las importaciones o exportaciones, respectivamente.

2. La reforma energética ecuatoriana

Como antecedente de la descripción de la reforma reciente, los gráficos 1 y 2 muestran la evolución histórica de la generación eléctrica de Ecuador y su composición en las últimas décadas. En dichos gráficos puede apreciarse el esfuerzo que se realizó en la década de 1980 para aprovechar el potencial hidroeléctrico del país, lo cual culminó con la entrada en funcionamiento de la primera fase de la Central Paute (500 MW)² en 1983, de la Central Agoyán (156 MW) en 1987 y de la Central Marcel Laniado de Wind (213 MW)³ en 1988. Gracias a la incorporación de esas plantas, la hidroelectricidad pasó de aportar poco más del 20% de la capacidad total de generación a principios de los años ochenta a representar casi el 90% de la misma a finales de dicha década. Posteriormente, el país dejó de invertir en hidroeléctricas, con lo que el peso relativo de esa fuente de generación cayó gradualmente.



Fuente: BID (Energy Database)

La construcción de las centrales hidroeléctricas en la década de 1980 contribuyó a asegurar el abastecimiento de la creciente demanda de energía de Ecuador de manera temporal. Sin embargo, uno de los retos del sistema eléctrico resultante de las mismas fue su vulnerabilidad a fenómenos climáticos extremos como los que tienden a producirse durante los períodos de estiaje (entre octubre y marzo) en la cuenca hidrográfica de la central Paute. Aunado al progresivo aumento de la demanda, este problema se volvió particularmente acuciante durante la segunda mitad de los años noventa, llevando a que Ecuador sufriera crisis energéticas recurrentes. En 1995, por ejemplo, tuvo lugar una fuerte sequía que condujo a racionamientos de la oferta, y en 1998 la severidad del fenómeno de El Niño volvió a generar graves problemas en el sector, lo que a la postre se convertiría en uno de los desencadenantes de la crisis económica y política por la que atravesó el país en 1999 y 2000.

² La Central Paute entró en funcionamiento en dos etapas: la primera en 1983 con 500MW y la segunda en 1991 con 600MW.

³ Esta hidroeléctrica es conocida como Daule Peripa, lo cual genera confusiones por el embalse que lleva el mismo nombre.

Los problemas de abastecimiento que tuvieron lugar en los años noventa motivaron una reforma del sector eléctrico que antecede a la que se analiza en este documento. Cabe destacar especialmente la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) de 1996, uno de cuyos aportes fue abrir la posibilidad de participación del sector privado en la provisión del servicio eléctrico. En ese mismo año también se crearon varias instituciones en el sector: i) el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) como ente de regulación, control y fiscalización; ii) el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como responsable del manejo técnico y económico del mercado eléctrico mayorista; iii) y el Consejo de Modernización del Sector Eléctrico de Ecuador (COMOSEL), facultado para llevar a cabo el proceso de incorporación de capital privado a las empresas eléctricas en las que el Estado participaba a través del Fondo de Solidaridad.

Las crisis energéticas de la década de 1990 y el proceso de consolidación fiscal que tuvo lugar en la primera mitad de la década pasada también llevaron a que se perdiera el interés por invertir en centrales hidroeléctricas, y que en cambio se priorizaran inversiones de rápido desarrollo basadas en tecnologías inmunes a las variaciones climáticas, como las plantas térmicas en base a fuel oil y diésel 2. Así, entre 1999 y 2012 la participación de la generación térmica pasó del 47% al 56% en tanto que la participación de la hidroeléctrica continuó en descenso. Las concesiones otorgadas a diferentes empresas en generación eléctrica en el marco de la ley de 1996 fueron instrumentales para que pudiera darse este aumento de la oferta termoeléctrica y para reducir la vulnerabilidad del sistema a fenómenos climáticos como los anteriormente descritos.

A pesar de lo anterior, la década pasada no estuvo exenta de crisis energéticas, y todavía en 2009 las autoridades se vieron forzadas a racionar el consumo de energía a consecuencia de otra sequía severa que redujo drásticamente la producción de la Central Hidroeléctrica Paute Molino, la cual aportaba cerca del 34% de la capacidad nacional de generación y más del 60% de la capacidad hidroeléctrica. Para afrontar la crisis, Ecuador recurrió al aumento de las importaciones de electricidad desde Colombia y Perú. Sin embargo, en noviembre de 2009 Colombia suspendió las ventas a Ecuador, dado que el país vecino también estaba siendo afectado por la sequía y debía atender su demanda interna. La consecuencia fue que Ecuador se vio forzado a iniciar un plan de racionamiento, y durante 73 días se vivieron cortes de suministro eléctrico de hasta ocho horas diarias, que generaron pérdidas millonarias tanto para el sector público como para el sector privado.

El recurso al desarrollo de centrales térmicas para abastecer la demanda eléctrica tuvo implicaciones macroeconómicas significativas al estar asociado a un creciente consumo de productos derivados del petróleo en un período en el que la cotización internacional de los mismos aumentó considerablemente. En efecto, entre 2003 y 2012 la demanda de las centrales térmicas de diésel aumentó un 73% y la demanda de fuel oil un 87% (ver PME 2013-2022), mientras que el precio promedio de los productos derivados del petróleo importados por Ecuador aumentó de

US\$37 a US\$119 por barril.⁴ Esta tendencia tuvo un impacto marcado sobre las finanzas públicas, porque el Estado cubre con sus ingresos petroleros el costo de los derivados importados y tan solo recupera una parte de dicho costo a través de la venta interna de estos productos (véase el anexo 1 para una descripción de la formación y distribución de la renta petrolera). También afectó a la balanza comercial, toda vez que la capacidad de refinación del país es insuficiente para cubrir la demanda, con lo que buena parte de los combustibles destinados a las centrales térmicas se importa.

A partir de 2007 las autoridades empezaron a sentar los cimientos de una nueva política energética cuyos términos quedaron plasmados en los sucesivos planes maestros de electrificación, y más tarde en el Plan Nacional del Buen Vivir 2013-17. En esencia, la denominada Estrategia para el Cambio de la Matriz Energética ha priorizado la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, e incluye el desarrollo estratégico de la hidroelectricidad, con el objetivo de responder al crecimiento proyectado de la demanda y reducir gradualmente el peso de los combustibles fósiles líquidos. Por el lado de la demanda, Ecuador fomenta el uso de electricidad en sustitución de combustibles fósiles. Destacan, por ejemplo, el llamado Programa Nacional de Cocción Eficiente que busca desplazar el consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en la cocción de alimentos y el calentamiento de agua en el sector residencial; el reemplazo de diésel por electricidad en la industria camaronera; el uso del transporte eléctrico masivo, como la construcción del Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca; y el Sistema Nacional Interconectado (SNI) con el Sistema Eléctrico Petrolero, para reemplazar combustibles fósiles por hidroelectricidad.⁵

Como pilar básico de esta iniciativa nacional para el Cambio de la Matriz Energética, a partir de 2009 se inició la construcción de una serie de proyectos de generación que ha permitido aumentar la potencia instalada a 8.226 MW en 2016, de los cuales 4.680 MW se basan en energías renovables y 3.586 MW en plantas termoeléctricas. El cuadro 1 muestra ocho de los principales proyectos de generación hidroeléctricos que por su aporte (2.832 MW) se consideran emblemáticos en el país. Algunos de los nuevos proyectos ya iniciaron sus operaciones, como por ejemplo la Central hidroeléctrica Manduriacu (65 MW), la Central eolo-eléctrica Villonaco (16,5 MW), las Centrales hidroeléctricas Sopladora (487 MW) y Coca Codo Sinclair (1.500 MW).

Los gráficos 3 y 4 muestran la evolución proyectada de la matriz de generación eléctrica para los próximos años, una vez incorporadas la producción de energía de las ocho centrales hidroeléctricas nuevas y de otros proyectos de generación que están en fase de desarrollo. En las mismas puede apreciarse el fuerte crecimiento que se espera que tenga la capacidad de generación del país entre 2013 y 2018. Del mismo modo, destaca el aumento en la participación de la hidroelectricidad en la composición de la matriz de generación, cuyo peso sobre la oferta total aumentaría desde un

⁴ Basado en el Boletín Estadístico Mensual del Banco Central del Ecuador (BCE).

⁵ Para más detalles acerca de las políticas de largo plazo se puede revisar el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-35 (PLANEE).

57% en 2014 hasta un 80% en 2023. Cabe mencionar igualmente la recomposición al interior del segmento de la generación térmica que se producirá a medida que se sustituyan algunas centrales térmicas a base de diésel y fuel oil por centrales a base de gas natural, con un impacto positivo en la balanza comercial, ya que no se importarán derivados adicionales.

Cuadro 1. Proyectos hidroeléctricos emblemáticos de generación de energía eléctrica

	Capacidad nominal (MW)	Generación (GWh)
Coca Codo Sinclair	1.500	8.734
Sopladora	487	2.800
Minas San Francisco	275	1.290
Toachi Pilatón	254	1.120
Delsitanisagua	180	1411
Manduriacu	65	367
Quijos	50	355
Mazar Dudas	21	125

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)

Además de los impactos macroeconómicos que se analizan más adelante, las inversiones energéticas que están completándose en Ecuador conllevan otros beneficios, de entre los que cabe destacar que la demanda proyectada estará cubierta en el mediano plazo y que se podrá incrementar las exportaciones hacia la región, como ya ha sucedido en 2016.⁶ Además, estas inversiones permitirán reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación eléctrica desde aproximadamente 6 millones de toneladas de CO₂ anuales en 2013 a menos de 2 millones de toneladas en 2023.

Gráfico 3: Evolución proyectada de la generación de electricidad (GWh)

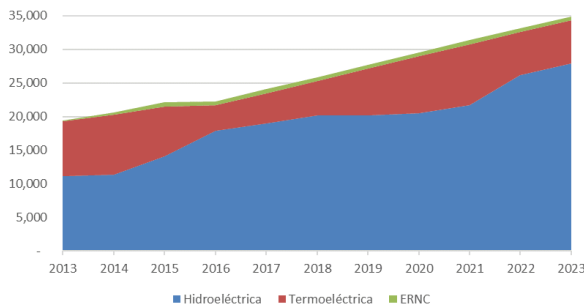
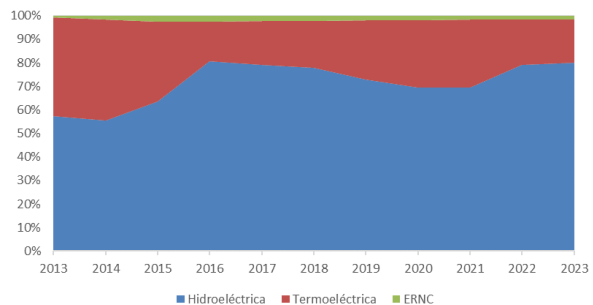


Gráfico 4: Composición proyectada de la matriz de generación eléctrica (porcentaje)



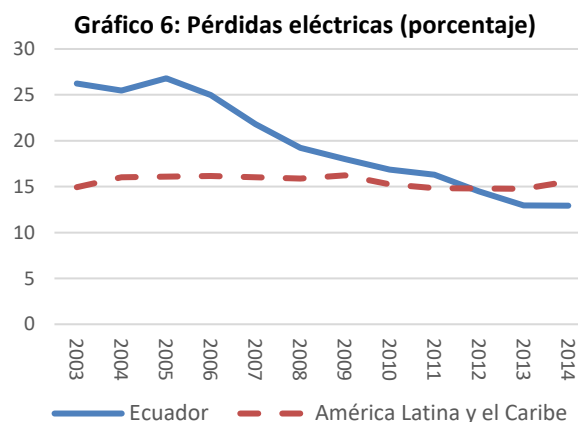
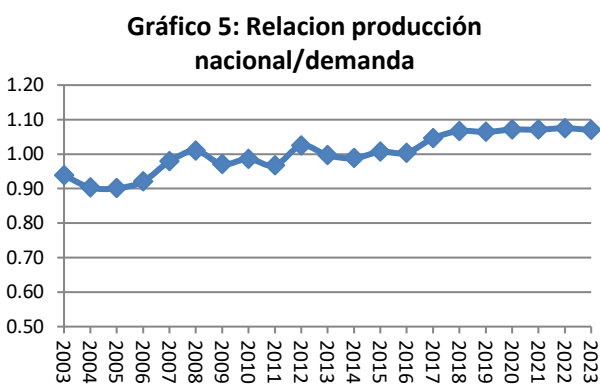
Fuente: Balance Energético Nacional (2016) y Plan Maestro de Electricidad 2016-25.

Se ha argumentado que, al incrementar el peso de la generación hidroeléctrica, la estrategia energética adoptada en Ecuador aumentará la vulnerabilidad de su sistema eléctrico a fenómenos climáticos, lo que en el mediano plazo podría verse exacerbado por los efectos del cambio

⁶ Tradicionalmente, Ecuador ha importado más electricidad de Colombia de la que ha exportado a dicho país. En 2015, las importaciones alcanzaron 450,7GWh, mientras que las exportaciones fueron de tan solo 41,1 GWh. Esta situación se revirtió abruptamente en 2016, ya que en el primer semestre del año las exportaciones a Colombia alcanzaron 326 GWh, mientras que las importaciones fueron de tan solo 31,9 GWh. Ello ha sido posible también gracias al refuerzo del anillo de transmisión (Inter-zonal en 230 kV) del Sistema Nacional de Transmisión, a través de la interconexión en 230 kV con capacidad de 525 MW. En la interconexión actual con Perú a partir de mayo de 2016, Ecuador exporta el equivalente a 2.619,83 MWh en 230 kV, en una capacidad existente de 110 MW.

climático. Si bien este razonamiento tiene su fundamento en la experiencia del país durante las crisis energéticas de la segunda mitad de los años noventa, hay diferencias importantes a tener en cuenta entre la matriz energética actualmente en desarrollo y la que existía durante ese período.

La primera y más evidente es que la relación entre la producción nacional potencial y la demanda será más alta una vez que culminen las inversiones objeto de este estudio, como puede apreciarse en el gráfico 5. Asimismo, entre las nuevas centrales algunas se ubican geográficamente de manera estratégica, teniendo en cuenta la complementariedad entre las cuencas hidrográficas de Ecuador para que la temporada de sequía no coincida y afecte a todas en conjunto, mientras que en el pasado el sistema dependía en exceso de lo que sucedía en una sola cuenca (Paute). Por otra parte, de acuerdo con las proyecciones, en los próximos años Ecuador contará con una capacidad de respaldo térmico mayor a la que se tenía hace una década. En efecto, una parte de la capacidad térmica que va a verse desplazada por las nuevas centrales podrá seguirse utilizando puntualmente en caso de que se materialicen condiciones climáticas severas. Finalmente, se espera que los avances en el desarrollo de la iniciativa de interconexión eléctrica andina (SINEA) contribuyan a incrementar el respaldo de energía con mayores intercambios en la región, ante eventos que pudieran reducir la oferta nacional. La iniciativa SINEA, basada en la experiencia ganada de interconexiones binacionales previas, busca establecer un mercado regional, con un reglamento operativo, comercial y de coordinación que brinde mayor certidumbre a los intercambios de energía en la región andina.



Fuente: BEN 2016, PME 2016-25, Banco Mundial (Indicadores del Desarrollo Mundial).

Nota: Se considera la producción del Sistema Nacional Interconectado y excluye las importaciones de energía. Desde 2016 en adelante se considera las proyecciones del PME 2016-2025.

Aunque la mayor parte de la inversión pública se ha concentrado en aumentar la capacidad de generación, el país también ha invertido cerca de US\$3.900 millones en el refuerzo y la expansión del Sistema Nacional de Transmisión y del Sistema Nacional de Distribución. Ello ha permitido que la capacidad instalada de transformación haya aumentado de 7.109 MegaVolt-Amperio (MVA) en 2010 a 14.698 MVA en 2017; se cuenta con 5.350 km de líneas de transmisión en 500

kilo-voltios (kV), 230 kV y 138 kV, infraestructura que en el año 2010 alcanzaba 3.541 km; además, se ha puesto en servicio el primer sistema de alta tensión en 500kV del país, así como 27 subestaciones eléctricas (incluidas cuatro subestaciones móviles) que se suman a las 34 que existían en 2010, lo cual arroja un total de 61 subestaciones en transmisión. Por el lado de la distribución, se ha asegurado la capacidad actual de 18.481 MVA, y el cambio de 110 a 220V, a través de la expansión de 16.218 km de líneas de distribución, 454 km de líneas de subtransmisión, y la construcción y/o repotenciación de 61 nuevas subestaciones eléctricas (MEER, 2017).

En los últimos años se ha continuado con el aumento de la cobertura del servicio eléctrico, principalmente a través del Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM).⁷ La cobertura eléctrica reportada a nivel nacional ha aumentado desde un 89% en 2001 (un 91,5% en zonas urbanas y un 79% en el entorno rural) a un 97,3% al cierre de 2017 (un 92% en zonas rurales y un 98% en zonas urbanas). El reto al que se enfrenta Ecuador actualmente para mantener el ritmo de expansión de la cobertura de los últimos años es el aumento sustancial del costo de los proyectos de electrificación que se produce a medida que se extiende la red eléctrica de distribución a comunidades con menor densidad poblacional y a zonas de difícil acceso con la red tradicional. En este último caso, se promueve el uso de tecnologías a base de fuentes de energía renovables no convencionales, donde el país busca opciones que permitan asegurar la calidad y sostenibilidad del servicio.

Finalmente, otro ámbito en el que se han registrado avances notables es el de la reducción de pérdidas eléctricas del sistema nacional de distribución. Como puede apreciarse en el gráfico 6, entre 2004 y 2014 las pérdidas se redujeron de un 25,5% a un 12,4%, lo cual ha permitido que en esta dimensión Ecuador pasara de presentar indicadores por debajo de la media de América Latina y el Caribe a un nivel de pérdidas inferior a los promedios regionales (Tejeda et al., 2017).⁸ En la estrategia seguida por el país para lograr este resultado destacan la priorización que a nivel nacional se ha dado a la reducción de las pérdidas eléctricas; clara definición de metas e indicadores; compromiso político y social del sector público y privado para alcanzar las metas propuestas; designación de recursos financieros dedicados a la reducción de pérdidas eléctricas; revisión y adecuación del marco regulatorio, legal e institucional del sector; y adecuación de las tarifas eléctricas. La estrategia ecuatoriana de reducción de pérdidas destinó un volumen importante de recursos que se estima en US\$256 millones entre 2007 y 2014.⁹

⁷ Dicho fondo tiene su origen en el llamado Fondo de Electrificación Rural creado en 1973 para superar los bajos niveles de cobertura del servicio eléctrico (en torno al 51%). Con la promulgación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, ese fondo pasaría a llamarse Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM). En esencia, el FERUM promueve el desarrollo de proyectos de electrificación que beneficien a poblaciones sin acceso al servicio eléctrico, que han tendido a concentrarse en áreas rurales y urbano-marginales. Desde 2011 los recursos del FERUM, provenientes del Estado, cuentan también con financiamiento de la Banca de Desarrollo Internacional.

⁸ El Plan Maestro de Electrificación plantea la meta de alcanzar un nivel de pérdidas del 9,1% en 2023.

⁹ Para una descripción mucho más detallada de la estrategia que han seguido las autoridades ecuatorianas para reducir pérdidas eléctricas, véase Tejeda (2016).

3. El esquema ecuatoriano de subsidios a los combustibles y su racionalización

Los subsidios energéticos ecuatorianos tienen su origen en el inicio de la era petrolera durante la década de 1970, cuando se instituyó la práctica de no ajustar los precios de venta interna de los combustibles al ritmo que habría sido necesario para absorber los aumentos en los precios a los que se importaban dichos productos, lo cual dio lugar a una pérdida para el Estado.¹⁰ Aunque con matices, esa práctica se ha mantenido desde entonces, de tal modo que el monto de los subsidios energéticos ha evolucionado en función de la cotización internacional de los productos subsidiados, del costo doméstico de refinación, del volumen de combustibles consumido en el ámbito nacional, y de la política de precios adoptada por sucesivos gobiernos.

A través de los años, en el país se dieron varios intentos para reducir el peso de los subsidios energéticos. En las décadas de 1980 y 1990 se decretaron varios aumentos puntuales en los precios de los combustibles, lo que refleja en parte la inestabilidad económica que caracterizó a ese período. Algunos de estos incrementos de precios fueron de magnitud significativa. Por ejemplo, en 1981 el presidente Jaime Roldós aumentó el precio de la gasolina de 4,55 sucres por galón a 15 sucres por galón; en 1985 Febres Cordero incrementó el precio del gas en un 75%, y entre 1987 y 1990 el precio de la gasolina volvió a subir hasta 190 sucres por galón (Chacón y Aguirre, 2014). Sin embargo, en ningún momento llegó a consolidarse un mecanismo que de manera sistemática permitiera el *pass-through* de los movimientos en los costos de importación de derivados a los precios internos de venta.

A finales de los años noventa y principios de la década pasada también se produjeron varios intentos fallidos de aumentar el precio de venta del GLP y de otros combustibles, experiencias que tuvieron marcadas consecuencias políticas y que contribuyen a explicar las reticencias que desde entonces han tenido sucesivos gobiernos a racionalizar el sistema ecuatoriano de subsidios energéticos. El primero de esos intentos tuvo lugar durante la administración de Abdalá Bucaram, quien a principios de 1997 tomó la decisión de aumentar el precio del GLP de 2.900 sucres a 16.000 sucres, y posteriormente a 10.000 sucres por cilindro de 15 kg. Esta medida resultó extraordinariamente impopular, y se convirtió en uno de los detonantes de las movilizaciones y paros nacionales que desembocaron en la destitución de Bucaram en febrero de 1997. Posteriormente, durante la presidencia interina de Fabián Alarcón (entre febrero de 1997 y agosto de 1998), el precio del cilindro de GLP se redujo a 4.900 sucres, nivel al que se mantuvo hasta la presidencia de Jamil Mahuad. Por su parte, en septiembre de 1998 el presidente Mahuad decretó un aumento del precio del GLP de 4.900 a 25.000 sucres por cilindro en un contexto de gran inestabilidad económica. Un año y medio más tarde, ese gobierno caería a consecuencia del descontento que generó su manejo de la crisis en la que estaba sumido Ecuador. Ya con el sistema monetario ecuatoriano formalmente dolarizado, Gustavo Noboa también trataría de subir el precio

¹⁰ Con la primera exportación de un cargamento de petróleo desde el Puerto de Balao en agosto de 1972 se dio inicio a una nueva etapa en la historia económica de Ecuador. Ello fue posible gracias al descubrimiento de yacimientos importantes de crudo en la Amazonía ecuatoriana en 1967, y la exportación de petróleo en 1972 se pudo realizar cuando se terminó el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE), que permitió el transporte del crudo desde Lago Agrio al puerto de Balao.

del GLP de US\$1,6 a US\$2 por cilindro, dando marcha atrás en su decisión pocas semanas después como consecuencia de un levantamiento indígena.

Desde entonces, el precio de venta local del GLP ha permanecido inalterado, mientras que los precios a nivel de terminal del resto de los combustibles fósiles consumidos por el sector residencial y de transporte no han variado desde el año 2003, y los de uso comercial e industrial tan solo se modificaron a raíz de una reforma adoptada a finales de 2015. Entre tanto, se ha producido un aumento importante tanto del consumo interno de combustibles fósiles como de su cotización internacional, a raíz de lo cual se incrementó sustancialmente el peso de los subsidios en las finanzas públicas del país. En efecto, entre 2004 y 2014 el consumo de gasolina súper aumentó de 2,7 millones de barriles a 5,3 millones de barriles, el de gasolina extra de 10,5 millones a 19,3 millones de barriles, el de diésel de 18,9 millones a 33,5 millones de barriles, y el de GLP de 9,5 millones a 12,5 millones de barriles. Durante ese mismo período, el precio promedio de importación de los derivados aumentó de US\$48 por barril a US\$109,5 por barril, si bien en 2015 cayó a US\$70 y en 2016 se mantuvo por debajo de los US\$60 por barril¹¹. Además, en 2015 se acordó un incremento en la tarifa de comercialización a las empresas que entregan este servicio, lo cual llevó a que el precio de venta al público ni siquiera cubra este costo medio de comercialización.

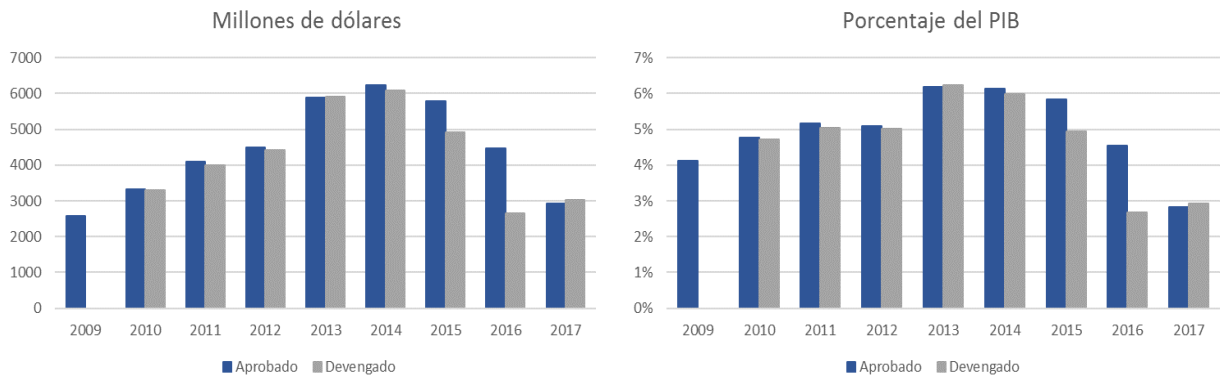
Una iniciativa que merece la pena resaltar está relacionada con la contabilización de los subsidios a los derivados del petróleo. Hasta finales de la pasada década, la carga que suponen estos subsidios recaía íntegramente sobre la empresa pública Petroecuador, sin que los mismos tuvieran un reflejo explícito en el Presupuesto General del Estado. En 2008, con la introducción de la llamada Cuenta de Financiamiento por Importación de Derivados (CFDID), rebautizada en 2010 como Cuenta de Financiamiento de Derivados Deficitarios (CFDD), se dio un paso importante para aumentar la transparencia en torno al costo fiscal de los subsidios. De hecho, el proceso contable asociado a la creación de dicha cuenta liberó formalmente a Petroecuador de asumir la carga financiera generada por la diferencia entre los ingresos obtenidos de la comercialización de derivados petrolíferos en el mercado interno y el costo de importar dichos productos (véase el anexo 1 para una descripción más detallada de la formación y distribución de la renta petrolera en Ecuador). Desde 2009 el que asume y presupuesta la adquisición de derivados en los mercados internacionales es el gobierno central, mientras que Petroecuador está obligada únicamente a transferir a la CFDD los ingresos que obtiene por la venta interna de estos productos.¹² De este modo, el Presupuesto General del Estado (PGE) pasó a incluir un ítem que captura el costo que para el sector público representa la importación de derivados petrolíferos. Como puede apreciarse en el gráfico 7, el monto asociado a la CFDD llegó a superar el 6% del PIB en 2013 y 2014, debido al incremento del precio internacional de los derivados de petróleo.

¹¹ Datos provenientes del Banco Central del Ecuador (BCE).

¹² Además del saldo obtenido de las ventas de derivados en el mercado interno, la CFDD se aprovisiona con transferencias provenientes de la exportación de petróleo y mediante los convenios de trueque y las cuentas por cobrar de los combustibles vendidos a crédito al sector eléctrico.

No obstante, el monto que el PGE asigna a la cuenta CFDID-CFDD no captura en su integridad la carga fiscal que suponen los subsidios a los combustibles para Ecuador. Ello se debe a que dicha cantidad no deduce los ingresos que se derivan de su comercialización en el mercado interno, no contabiliza el costo de transporte, almacenamiento y comercialización de estos productos, y no contempla el subsidio asociado a los combustibles fósiles producidos en el ámbito nacional, ni el costo de oportunidad en el que el Estado incurre al no vender dichos productos al precio al que se cotizan en el mercado internacional. Por otra parte, ni la CFDD ni el esquema actual de determinación del precio de los derivados del petróleo toman en cuenta la existencia de externalidades negativas ambientales asociadas al consumo de dichos productos, que podrían ser internalizadas mediante la introducción de impuestos cuya ausencia puede equipararse a un subsidio implícito.

Gráfico 7: Evolución de la CFDD



Fuente: Ministerio de Finanzas, Informes de Ejecución Presupuestaria.

En esta nota técnica se utilizan tres enfoques para cuantificar el monto real de los subsidios de los combustibles (véase el anexo 2 para más detalles):

- **Al costo de importación y de producción interna (precio diferenciado):** bajo este enfoque, se diferencia entre los subsidios a los combustibles importados y aquellos que Ecuador produce en su territorio. En el caso de los primeros, el subsidio se establece por la diferencia entre el precio de importación más los costos de transporte, almacenamiento y comercialización, y los ingresos por la venta a nivel local de estos productos. En el caso de los segundos, el subsidio se calcula como la diferencia entre el costo de producción más los costos de transporte, almacenamiento y comercialización, y los ingresos por la venta a nivel local de estos productos. La lógica detrás este enfoque es que el Estado solamente debería recuperar el costo financiero en el que incurre para asegurar el abastecimiento energético.
- **Al costo de oportunidad:** bajo este segundo enfoque no se diferencia entre el precio o costo de los derivados importados y el de aquellos producidos internamente. Ello se

justifica por el hecho de que, al vender los segundos en el mercado interno en vez de exportarlos, el Estado incurre en una pérdida implícita, dado que el precio subsidiado al que se venden al público en Ecuador es inferior a la cotización de estos productos en los mercados internacionales. Por lo tanto, al costo de oportunidad, los subsidios se calculan como la diferencia entre el valor que tiene la totalidad de los combustibles consumidos en Ecuador a precios internacionales más los costos de transporte, almacenamiento y comercialización, y los ingresos que se obtienen por la venta de estos productos en el mercado interno.

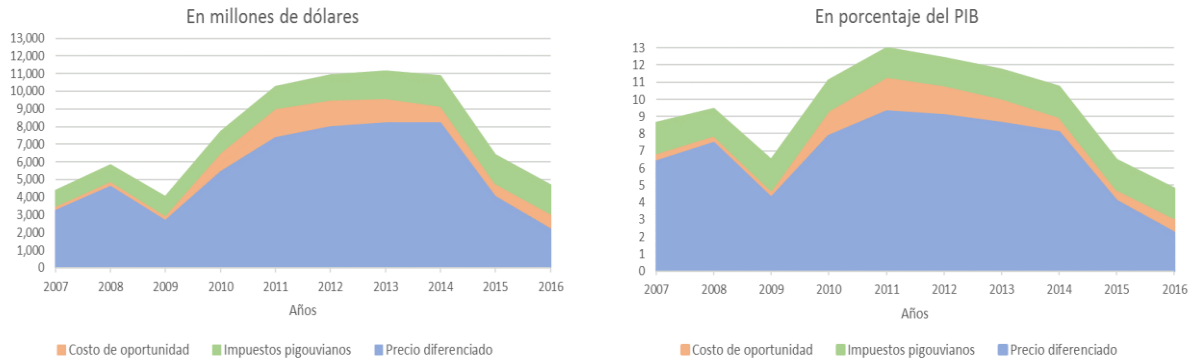
- **Con la inclusión de impuestos pigouvianos:** en línea con varios trabajos recientes del Fondo Monetario Internacional (FMI), este tercer enfoque toma en cuenta el hecho de que el consumo de combustibles está asociado a una serie de externalidades negativas. Por lo tanto, el precio de comercialización de los derivados del petróleo debería incorporar impuestos pigouvianos que internalicen estas externalidades (FMI, 2014). De entre las principales externalidades negativas asociadas al consumo de combustibles fósiles, cabe destacar las siguientes: i) el daño a la salud humana que genera la combustión de los derivados del petróleo por la emisión de contaminantes (SO₂, NO_x, PM_{2.5}); ii) la contribución al calentamiento global que genera la emisión de CO₂ asociada al consumo de combustibles fósiles; iii) la congestión en las carreteras, la acelerada depreciación de la infraestructura vial, y los accidentes que se producen debido a que el tráfico vehicular es mayor que el que existiría si los precios de los combustibles no estuvieran subsidiados. En este estudio se toman en cuenta las primeras dos externalidades y se ignora la tercera debido a que no se dispone de datos estadísticos para aproximar su relevancia en términos monetarios.

El gráfico 8 muestra la evolución del monto de los subsidios a los combustibles fósiles en Ecuador. De acuerdo con el primero de los tres métodos utilizados (precio diferenciado), el monto agregado de los subsidios entre 2007 y 2016 ascendió a US\$53.900 millones (en dólares corrientes), más del 50% del PIB de 2016. Se aprecia un aumento significativo de los subsidios entre 2010 y 2014, que se explica esencialmente por la recuperación del precio internacional de los combustibles tras la crisis financiera internacional de 2008-09 y por el incremento del consumo interno de los mismos que se produjo durante la bonanza económica. Este mismo factor (el precio internacional) explica la caída de los subsidios entre 2015 y 2016.

De acuerdo con la metodología del costo de oportunidad, el monto agregado de los subsidios a los combustibles fue sustancialmente mayor, aproximándose a US\$63.029 millones durante todo el período estudiado (2007-16). Asimismo, el gráfico 8 permite apreciar que bajo este enfoque el monto anual de los subsidios ha superado los US\$9.000 millones entre 2011 y 2014, y se ha ubicado cerca del 9% del PIB en 2014. Finalmente, la inclusión de una valoración de las externalidades negativas asociadas al consumo de combustibles fósiles sugiere que el monto agregado de los subsidios entre 2007 y 2016 alcanzó cerca de US\$76.264 millones. Tan solo en

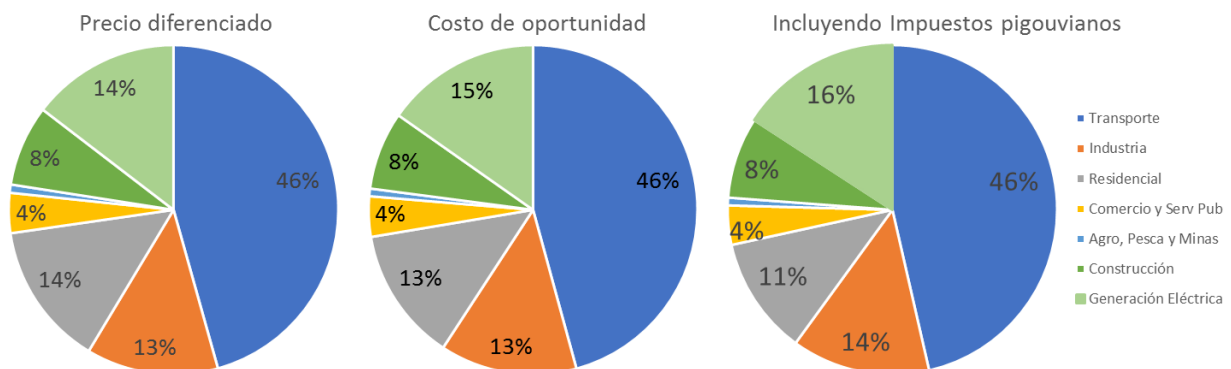
2014 los subsidios a los derivados calculados de acuerdo con esta metodología alcanzarían US\$10.896 millones, es decir: alrededor de un 10,7% del PIB ecuatoriano, cifra que, llamativamente, supera a la formación bruta de capital del gobierno general en ese mismo año.

Gráfico 8: Evolución de los subsidios a los combustibles



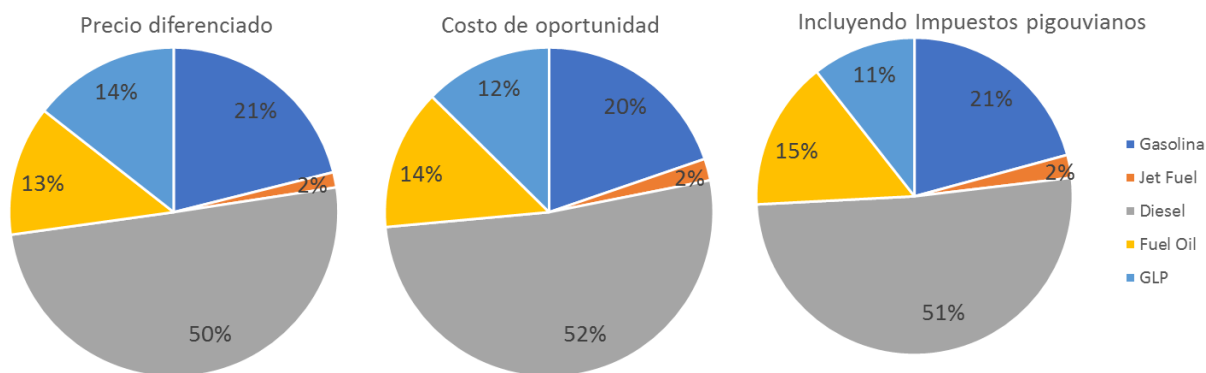
El gráfico 9 muestra la composición de los subsidios de acuerdo con las tres metodologías antes descritas. Destaca especialmente el peso que tiene el sector de transporte, que durante el período objeto de estudio absorbió casi la mitad de los subsidios a los combustibles. Por su parte, los combustibles destinados a generación térmica captaron entre el 14 y el 16% de los subsidios, mientras que la industria absorbió entre el 13% y el 14% de los mismos, dependiendo del método de cálculo. Cabe destacar igualmente el peso del sector residencial, que capta entre el 11% y el 14% de los subsidios, y el de la construcción, con un 8% de los mismos. Si se distingue por tipo de combustible, se aprecia que el subsidio al diésel representó entre el 50% y el 52% del total de los subsidios entre 2007 y 2016 (gráfico 10). En función del método aplicado, los subsidios a la gasolina, al GLP y al fuel oil absorbieron entre el 48% y el 50% del total de los subsidios.

Gráfico 9: Composición de los subsidios a los combustibles por sectores, 2007-16



Nota: Si el porcentaje no aparece se debe que es menor al 1%.

Gráfico 10: Composición de los subsidios por combustibles, 2007-16



Además del elevado peso económico que han adquirido los subsidios energéticos en Ecuador, un problema asociado a los mismos es su carácter fuertemente regresivo. En efecto, y si bien no es el foco de este trabajo, la literatura ha destacado en diversas contribuciones que los subsidios a los combustibles tienden a favorecer de manera desproporcionada a los segmentos menos necesitados de la población (véase, por ejemplo, Arze del Granado et al., 2010). Para el caso concreto de Ecuador, Hurtado (2008) estima que el subsidio a los combustibles que en promedio recibieron en 2006 los hogares pertenecientes al quintil más rico de la población ascendió a US\$1.284, mientras que los hogares pertenecientes al quintil más pobre recibieron subsidios por un monto de apenas US\$156.

Dado el análisis que se acaba de presentar, no es de extrañar que diversos gobiernos hayan sopesado distintas opciones para racionalizar el sistema ecuatoriano de subsidios energéticos. De hecho, uno de los principales atractivos de la actual estrategia nacional para el Cambio de la Matriz Energética descrita en la sección anterior consiste en privilegiar la explotación de los recursos renovables para producir electricidad, y utilizar de manera preferencial dicha electricidad de la mano de opciones tecnológicas novedosas, para reemplazar los derivados de petróleo en varios sectores de la economía. A diferencia de otros antecedentes históricos, que arrancaban con el incremento directo en los precios de los combustibles como medida para reducir los subsidios (con los efectos adversos antes mencionados), las actuales iniciativas bajo el Cambio de la Matriz Energética promueven alternativas a los usuarios para reemplazar el consumo de combustibles fósiles por opciones tecnológicas basadas en la electricidad, facilitando así la reducción paulatina de los subsidios a medida que la estrategia avanza.

En esta línea, el gobierno ecuatoriano está implementando diversas iniciativas destinadas a sustituir el uso de combustibles por electricidad en ámbitos tales como la cocción de alimentos y el calentamiento de agua en el sector residencial, la operación de poliductos, el bombeo de agua en el sector camaronero, o el transporte público masivo en algunas de las principales ciudades del país. De entre estas iniciativas, destaca especialmente el llamado Plan Nacional de Cocción Eficiente, por su carácter innovador y su impacto potencial (véase el recuadro 1). Asimismo, el

gobierno está ejecutando el proyecto para reducir el uso de diésel subsidiado en la generación eléctrica asociada a la industria petrolera a partir de la reutilización de gas de quemado y del suministro de hidroelectricidad proveniente del Sistema Nacional Interconectado (proyecto de Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética, OGE&EE).

Recuadro 1
El Plan Nacional de Cocción Eficiente

En el sector residencial se consume aproximadamente el 85% del GLP, que se comercializa a precios altamente subsidiados. Ello genera un costo importante para el Estado no solo por el subsidio en sí, sino porque una proporción no menor del mismo se destina al contrabando. Por otro lado, Ecuador importa casi el 80% del GLP que consume, de modo que su uso generalizado en el sector residencial también impacta sobre la balanza comercial del país.

Para corregir esta situación, el gobierno articuló el llamado Programa Nacional de Cocción Eficiente, que pretende sustituir el uso de GLP por electricidad en la cocción de alimentos, al reemplazar el uso de cocinas a gas –que cuentan con una eficiencia del 40%– por cocinas eléctricas de inducción, que alcanzan una eficiencia cercana al 80%. La meta de dicho Plan, que se inició en el segundo semestre de 2014, es introducir aproximadamente 3 millones de cocinas de inducción en igual número de hogares. Su implementación ha requerido de inversiones paralelas para reforzar y pasar de 110 voltios a 220 voltios en la operación del Sistema Nacional de Distribución.

Para implementarse, el Plan de Cocción Eficiente incluyó en su arranque incentivos a los usuarios que optaran por usar cocinas de inducción, tales como: i) financiamiento a tres años para la compra de cocinas, juego de ollas para inducción, y equipos eléctricos de calentamiento de agua; ii) entrega gratuita de 80 kilo-vatio-hora-mes (KWh/mes) para cocción y 20kWh/mes para calentamiento de agua a los usuarios residenciales hasta 2018; iii) entrega gratuita de cocinas de inducción a los receptores del Bono de Desarrollo Humano (BDH), y del programa ecuatoriano de transferencias condicionadas; iv) exenciones arancelarias y tributarias del Impuesto al Valor Agregado (IVA) en la importación de cocinas de inducción y equipos de calentamiento; y v) un impuesto a la compra de cocinas a gas para desincentivar su comercialización. Los créditos otorgados por ventas de cocinas de inducción son respaldados con el Fondo de Cocción Eficiente. Por último, para usuarios sin acceso a electricidad que cocinan con leña, el PNCE considera la introducción de cocinas mejoradas.

A septiembre de 2017, bajo el Plan Nacional de Cocción Eficiente se habían instalado 722.121 cocinas a inducción, lo cual benefició a cerca de 2,8 millones de ecuatorianos, y se evitaron emisiones equivalentes a 234.709 TM de CO₂. Además, un 67% de las cocinas instaladas han sido de producción local.

Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER).

En las casi cuatro décadas de vigencia de la Ley de Hidrocarburos (su aprobación data de 1978) el único cambio significativo introducido en el sistema ad hoc de determinación de precios de venta local de los combustibles tuvo lugar en octubre de 2015 para un subconjunto de los derivados comercializados en Ecuador.¹³ A partir de esa fecha Petroecuador quedó facultada para trasladar mensualmente al precio de venta de los combustibles de uso industrial los costos en los que incurre la empresa para importar, almacenar, distribuir y comercializar estos productos. Esta reforma, que afecta al jet fuel, GLP, diésel premium, diésel 1, diésel 2, gasolinas, fuel oil 4 y fuel oil 6, estableció que los precios de venta a nivel de terminal de los derivados consumidos por la industria (en el caso del GLP también por el sector comercial) se determinen mensualmente mediante la aplicación de una fórmula que incorpora las siguientes variables: i) el costo promedio ponderado entre el precio del producto importado y el costo de producción nacional; ii) un margen de entre 0% y 100% determinado en función de la diferencia entre el costo de oportunidad (costo de importación a valor CIF) y el costo promedio ponderado de los combustibles; iii) los costos de transporte, almacenamiento y comercialización de los productos que vende Petroecuador. Para ilustrar el impacto de esta medida, a enero de 2016 y para los sectores afectados, el precio del diésel 1 y 2 aumentó un 96%, y el del diésel premium un 148%.¹⁴

A pesar de las iniciativas antes descritas, cabe destacar que las reformas adoptadas durante los últimos años no han afectado a los combustibles consumidos por el sector residencial ni al transporte terrestre, para los cuales el esquema de subsidios permanece inalterado. Por lo tanto, la modificación del precio de venta local de estos productos sigue siendo potestad únicamente del Presidente de la República.¹⁵ En el pasado, las autoridades han manifestado que se exploraron diversos esquemas de focalización con los que se trataría de que tan solo los segmentos más necesitados de la población se beneficiasen de los subsidios. No obstante, hasta la fecha no se ha hecho ningún avance concreto para reducir los subsidios en estos sectores. Dado que estos combustibles absorben el grueso de los subsidios energéticos ecuatorianos, todavía queda mucho espacio para completar su racionalización, lo que amplificaría sustancialmente los impactos macroeconómicos de las iniciativas ya en curso.

4. Impacto macroeconómico de la reforma energética

El objetivo de esta sección es dimensionar el impacto que la reforma energética en curso está teniendo sobre las finanzas públicas y la balanza de pagos de Ecuador. En primer lugar, se analiza el efecto de la puesta en funcionamiento de las nuevas centrales hidroeléctricas, con el consiguiente desplazamiento de las centrales térmicas de las que tradicionalmente ha dependido el sistema

¹³ Decreto Ejecutivo 799 para “Reformar el Reglamento sustitutivo para la regulación de los precios de los derivados de los hidrocarburos”. En el caso de los combustibles utilizados por las compañías de transporte aéreo, la nueva normativa sigue incorporando algunos subsidios. Por ejemplo, las empresas que inicien operaciones en nuevas rutas internacionales consideradas prioritarias por el gobierno se beneficiarán de un descuento del 40% sobre el precio de venta en terminal. Asimismo, cabe mencionar que el Decreto Ejecutivo 799 tuvo una cierta afectación sobre los combustibles destinados al transporte terrestre, dado que eliminó el subsidio para el transporte de carga pesada con placa internacional.

¹⁴ Datos provenientes de Petroecuador (precios de venta a nivel de terminales para comercializadoras).

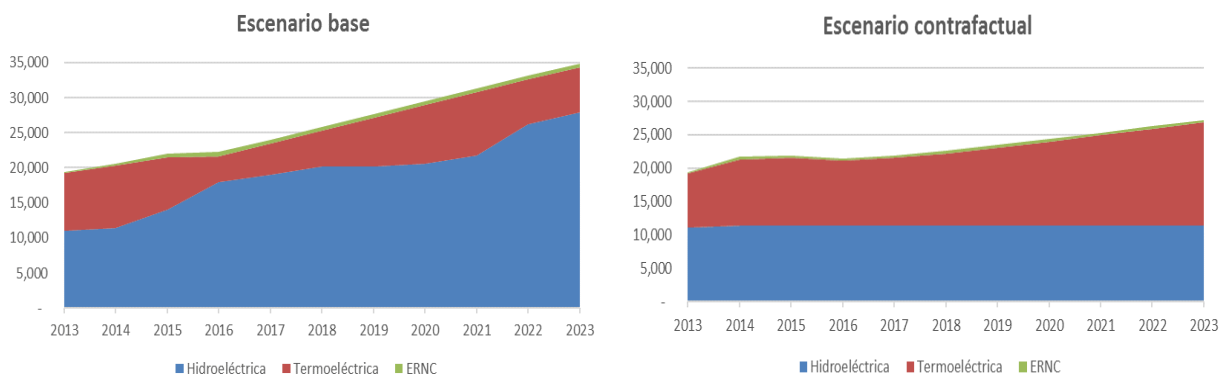
¹⁵ Artículo 72 de la Ley de Hidrocarburos.

eléctrico ecuatoriano para abastecerse. En segundo lugar, se examina el impacto del Plan Nacional de Cocción Eficiente y de la sustitución prevista de las cocinas a gas que utiliza actualmente la mayor parte de la población por cocinas eléctricas de inducción. En tercer lugar, se estudia el impacto del nuevo esquema de fijación de precios para los combustibles de uso industrial y comercial, con la adopción del cual se eliminaron los subsidios en estos segmentos. Finalmente, se presenta una estimación del impacto combinado de todas estas iniciativas, dando una idea de la relevancia macroeconómica que está teniendo la reforma energética en su conjunto.¹⁶

4.1. Incorporación de la nueva capacidad de generación eléctrica

Para estimar el impacto macroeconómico del cambio de la matriz energética ecuatoriana, se ha comparado la proyección de los subsidios a los combustibles y del comercio internacional de derivados del petróleo en un escenario en el que se cumple el cronograma de expansión de la generación contemplado en el plan gubernamental, con un escenario contrafactual en el que no hubieran entrado en funcionamiento estos proyectos, entre los que se incluye el proyecto de optimización de generación eléctrica (OGE&EE) de Petroamazonas anteriormente mencionado. Bajo este escenario contrafactual, el crecimiento de la demanda se habría cubierto con centrales termoeléctricas tradicionales, como sucedía antes de iniciada la reforma. El gráfico 11 muestra la evolución y composición de la oferta eléctrica nacional bajo estos dos escenarios, y el anexo 3 ofrece información más detallada sobre las proyecciones llevadas a cabo para construirlos. Como puede apreciarse, el contraste entre los dos escenarios es importante: mientras que en el escenario base la oferta eléctrica del país se duplica y el peso de la energía hidroeléctrica sobre la oferta total aumenta de un 57% a casi el 80%, en el contrafactual la oferta se incrementa solamente por la generación termoeléctrica, dado que se mantiene constante la parte hidroeléctrica.

Gráfico 11: Escenarios oferta eléctrica en GWh



Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2016-2025 y cálculos propios.

Por su parte, la demanda eléctrica se proyectó para el período 2015-23 con mínimos cuadrados ordinarios (MCO), en función del PIB real.¹⁷ A esta demanda se añadieron las cargas adicionales

¹⁶ Véanse los anexos del presente documento para una descripción detallada de la metodología utilizada.

¹⁷ Para la proyección sobre el PIB ecuatoriano se utiliza información del WEO de octubre de 2017 (FMI, 2017).

que serán necesarias para abastecer a los siguientes proyectos actualmente en curso en el país: i) la construcción y operación del Metro de Quito; ii) el Tranvía de Cuenca; iii) la migración de cocinas a gas hacia cocinas de inducción; iv) la migración de calefones a gas hacia sistemas eléctricos de calentamiento de agua; v) el proyecto OGE&EE; vi) el poliducto Esmeraldas-Quito.¹⁸ De acuerdo con estas proyecciones, la demanda eléctrica ecuatoriana pasará de 21.685 GWh en 2014 a 32.585 GWh en 2023, lo cual implica un aumento del 50%¹⁹. En el escenario contrafactual, la demanda energética llegará solamente a 27.200 GWh, debido que no considera el consumo por la migración de cocinas y calefones, y el proyecto OGE&EE.²⁰

Como puede apreciarse en el gráfico 12, el impacto fiscal de la incorporación de las nuevas centrales hidroeléctricas sobre los subsidios aumenta progresivamente conforme se incrementa la demanda eléctrica, que en el escenario contrafactual ha de ser cubierta con generación térmica. Bajo la metodología de precios diferenciados, el ahorro en subsidios resultante del cambio de la matriz de generación eléctrica sube progresivamente desde US\$125 millones en 2016 hasta US\$955 millones en 2020, y US\$1.849 millones en 2023, cifra que equivale al 1,6% del PIB proyectado para ese año. Bajo el método del costo de oportunidad, los subsidios se reducirían desde US\$162 millones en 2016 hasta US\$1.613 millones en 2020 y US\$2.845 millones en 2023 (2,5% del PIB). Si se incorporan los impuestos pigouvianos, la introducción de las hidroeléctricas conlleva un ahorro adicional en subsidios que se eleva desde US\$254 millones en 2016 hasta US\$2.215 millones en 2020 y US\$3.776 millones en 2023, cifra que equivale al 3,3% del PIB de dicho año.²¹

El impacto de la incorporación de las nuevas centrales sobre la balanza comercial también es positivo, al permitir reducir la importación de los derivados requeridos para abastecer a las centrales térmicas, y al aumentar la exportación de fuel oil, cuya producción nacional pasaría a ser excedentaria. El gráfico 13 muestra la diferencia entre las importaciones netas de derivados en el escenario base y en el contrafactual, cuyo monto se incrementa progresivamente desde US\$139 millones en 2016 hasta US\$1.253 millones en 2020 y US\$1.820 millones en 2023, cifra que se acerca al 1,6% del PIB de dicho año.

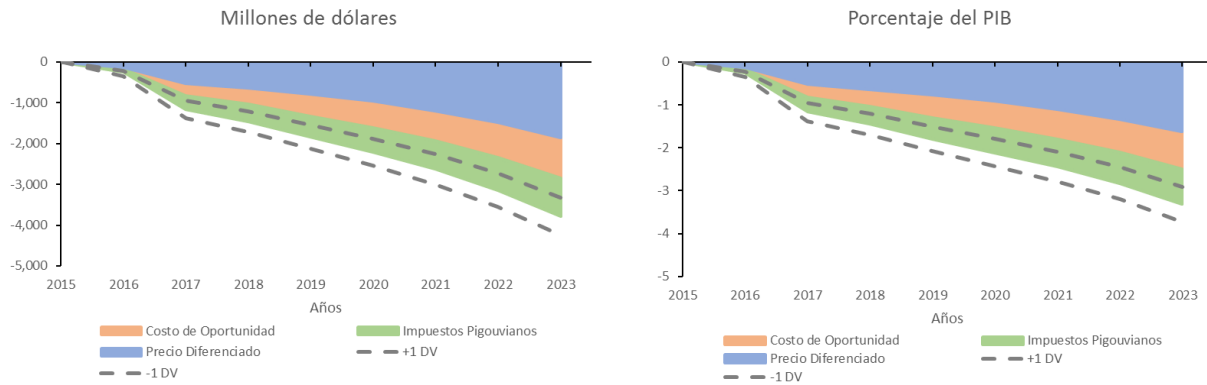
¹⁸ Se optó por no incluir las cargas correspondientes a la Refinería del Pacífico, dada la incertidumbre que todavía existe en torno a si este proyecto se llevará o no a cabo.

¹⁹ Los datos se basan en el Balance Multianual 2007/2015, ARCONEL; PME 2016/2025, MEER.

²⁰ El supuesto de partida es que, de no haberse ampliado la capacidad de generación, el gobierno no habría puesto en marcha estos proyectos, la demanda generada por los cuales, por tanto, no debe incluirse en el escenario contrafactual.

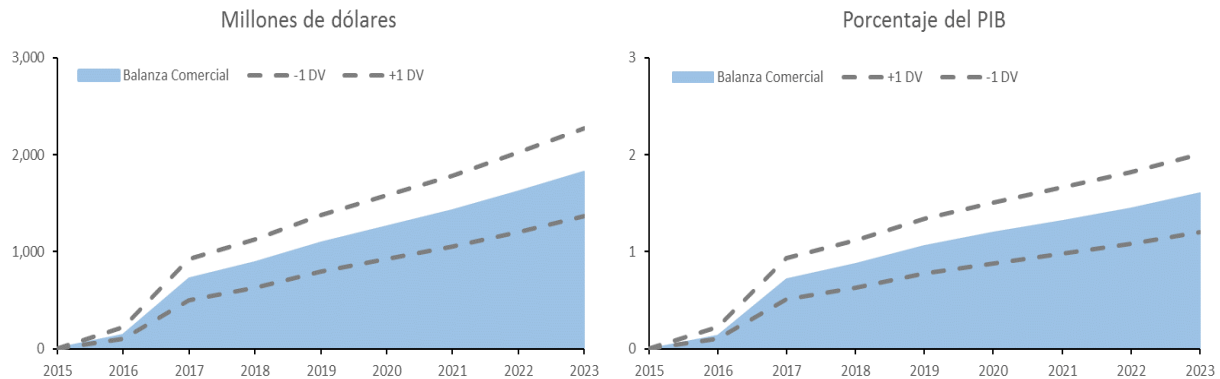
²¹ Buena parte de ese impacto se debe a la iniciativa OGE, cuyo impacto fiscal tan solo viene capturado por la metodología de los impuestos Pigouvianos, pero no bajo los otros dos métodos utilizados en este estudio. En efecto, desde que fuera promulgado el Decreto 799, el diésel utilizado para generación por la industria petrolera se comercializa al precio de importación, y por lo tanto no incorpora un subsidio explícito ni bajo la metodología de los precios diferenciados ni bajo el método del costo de oportunidad. Sin embargo, con el Decreto 799 no se introdujo un impuesto pigouviano que internalice las externalidades generadas por el consumo de combustibles fósiles de uso industrial. Por ello, bajo la tercera metodología aquí utilizada, la reducción en el consumo de diésel para generación en la industria petrolera sí que tiene un impacto fiscal.

Gráfico 12: Impacto fiscal del cambio de la matriz energética en las finanzas públicas



Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

Gráfico 13: Impacto del cambio de la matriz energética en la balanza comercial



Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

4.2. Por el Plan Nacional de Cocción Eficiente

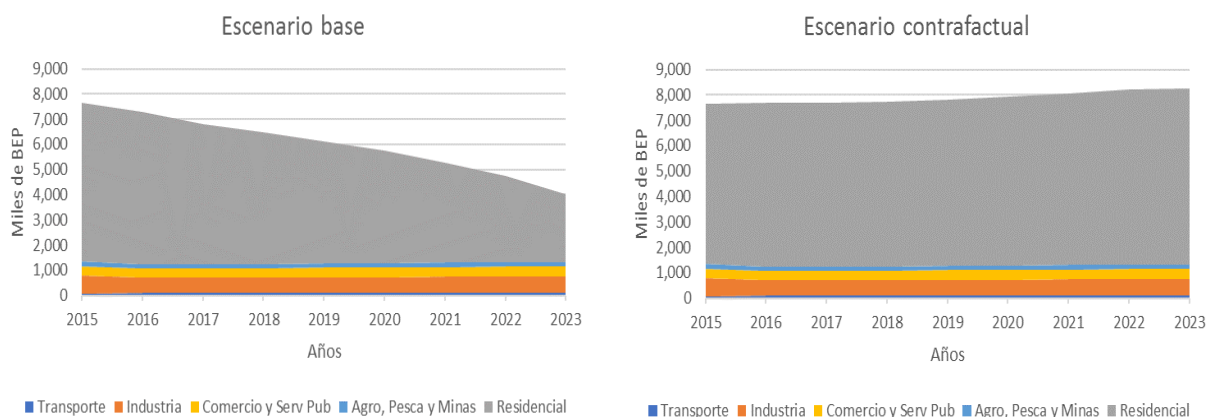
Además de estar altamente subsidiado, la producción nacional cubre una proporción reducida de la oferta total de GLP; de hecho, apenas cubrió el 20% entre 2007 y 2016. Por tanto, el consumo de GLP del país tiene consecuencias marcadas tanto sobre las finanzas públicas como sobre la balanza de pagos, lo cual justifica la puesta en marcha del Plan Nacional de Cocción Eficiente, cuyo objetivo, como ya se mencionó, es cambiar la fuente de energía utilizada por el sector residencial para cocinar y calentar agua.

El enfoque utilizado para cuantificar el impacto macroeconómico de la migración de cocinas a gas hacia cocinas de inducción que está incentivando el Estado, también se basa en la comparación de las proyecciones del consumo de GLP en un escenario base y en un escenario contrafactual. En este caso, el escenario base sería aquel en el que se cumple el cronograma de penetración de cocinas de inducción al mercado contemplado por el plan. En cambio, bajo el escenario

contrafactual no se produce ningún avance en dicho cronograma, con lo que el número de cocinas de inducción se mantiene constante al nivel que se había alcanzado a finales de 2015 (algo más de 300.000 cocinas). Esta estimación parte del supuesto de que el volumen de GLP consumido por cada hogar que no ha migrado hacia cocinas de inducción es constante, y de las previsiones oficiales sobre la evolución de la población ecuatoriana.

El gráfico 14 muestra la evolución de la demanda de energía de los sectores de transporte, industria, comercio, agrícola y residencial en los dos escenarios. De acuerdo con los objetivos del Plan Nacional de Cocción Eficiente, la demanda de GLP pasaría de 6.291 millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP) en 2015 a 2.679 miles de BEP en 2023. En cambio, bajo el escenario contrafactual, la demanda de los hogares crecería hasta 6.937 miles de BEP. Para ambos escenarios, la demanda del resto de los sectores registra un ligero crecimiento (véase el anexo 3 para una descripción más detallada de los supuestos que se utilizaron para llevar a cabo estas proyecciones).

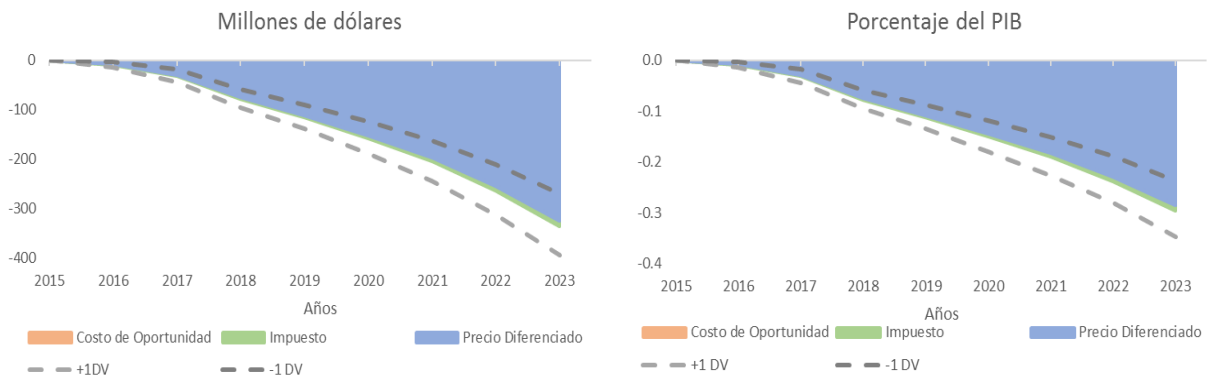
Gráfico 14: Escenarios de demanda de GLP



Cabe notar que en la estimación del impacto fiscal del Plan Nacional de Cocción Eficiente se tiene en cuenta el incentivo que ha dispuesto el gobierno para que los hogares ecuatorianos migren desde las actuales cocinas a gas hacia cocinas de inducción, i.e. la entrega gratuita de 80 kWh por mes hasta 2018. De manera complementaria, se otorgaron las mismas condiciones para la entrega de 20 kWh por mes adicionales en el caso de los hogares que también opten por migrar hacia sistemas eléctricos de calentamiento de agua. Tomando en cuenta las proyecciones del costo del servicio eléctrico facilitadas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), antiguamente llamada CONELEC, se calculó el gasto al que dará lugar este subsidio eléctrico en el escenario base y contrafactual, cantidad que se detrajo del ahorro en subsidios al GLP que generará el Plan Nacional de Cocción Eficiente si se cumplen los propósitos gubernamentales. Finalmente, esta estimación incorpora al cálculo el efecto de la revisión de la tarifa eléctrica de fines de 2014, la cual tenía como objetivo reducir el déficit tarifario presente en el sector eléctrico ecuatoriano, y compensar el costo del incentivo para la migración a cocinas de inducción.

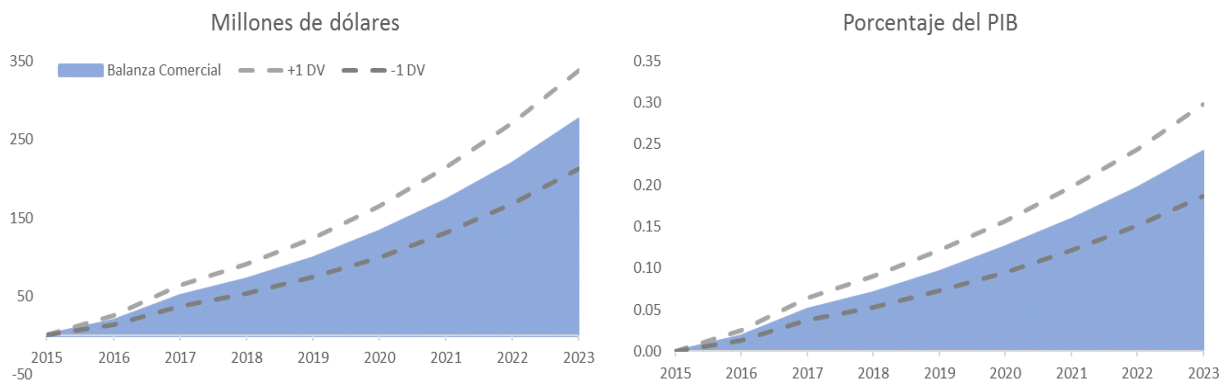
Como muestra el gráfico 15, el plan provocaría un ahorro en los subsidios a este combustible, que va desde US\$8 millones en 2016 hasta US\$152 millones en 2020 y US\$324 millones en 2023, cifra equivalente al 0,3% del PIB. Dado que se importa más del 80% del GLP, las diferencias entre los montos estimados bajo el método de los precios diferenciados y del costo de oportunidad son relativamente reducidas. La incorporación de impuestos pigouvianos con los que internalizar las externalidades asociadas al consumo de GLP generaría un ahorro adicional de US\$0,8 millones en 2016, que se incrementaría hasta US\$5 millones en 2020 y US\$12 millones en 2023.

Gráfico 15: Impacto fiscal del Plan Nacional de Cocción Eficiente



Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

Gráfico 16: Impacto del Plan Nacional de Cocción Eficiente sobre la balanza comercial



Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

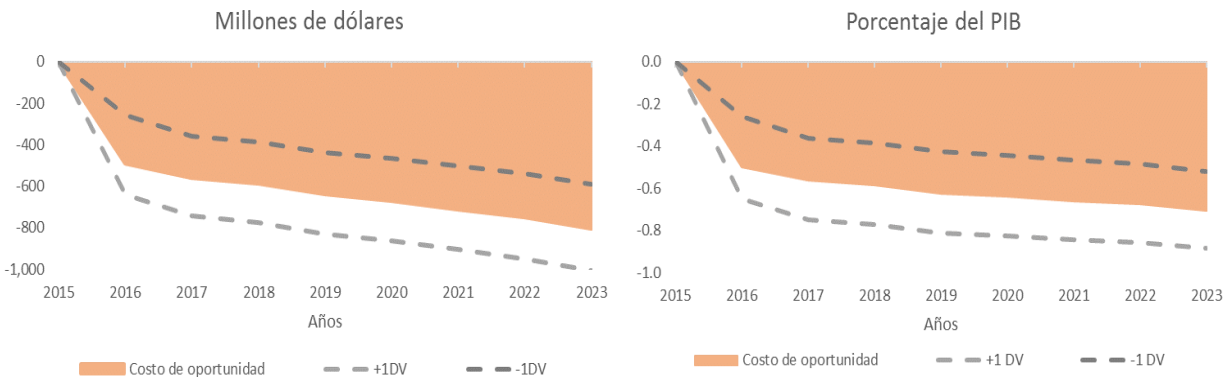
El programa también tiene un impacto positivo en la balanza comercial, debido a que con el desplazamiento de cocinas a gas por cocinas de inducción se reducirían las importaciones de GLP. El gráfico 16 muestra ese impacto, que aumentaría desde US\$19 millones en 2016 hasta US\$132 millones en 2020 y US\$276 millones en 2023, es decir: casi el 0,2% del PIB.

4.3. Por el nuevo esquema de determinación de precios para los combustibles de uso industrial y comercial

En octubre de 2015 el gobierno ecuatoriano reformó la política de fijación de precios de los derivados del petróleo consumidos por los sectores industrial y comercial. Como ya se mencionó anteriormente, la reforma estableció que esos precios pasarían a ajustarse mes a mes, y que se determinarían de acuerdo con la evolución del costo promedio ponderado de la importación y producción cada derivado, más los costos de comercialización, transporte y almacenamiento. Para estimar el efecto de esta medida, en el escenario base se calcula el precio promedio anual de los combustibles entre 2016 y 2023, y se pondera con la participación de la producción nacional e importada en 2014. Esta estimación se realiza solamente en el sector industrial para el fuel oil, la gasolina y el diésel, y en los sectores industrial y comercial para el GLP. En el resto de los sectores se mantuvieron los mismos precios vigentes y se estimaron los subsidios con las tres metodologías. En el escenario contrafactual los precios se mantuvieron constantes al nivel de 2014.

Como muestra el gráfico 17, el decreto provocará una reducción de los subsidios en la gasolina, el diésel, el fuel oil y el GLP, con una caída inicial de US\$491 millones en 2016, que aumentará progresivamente hasta US\$671 millones y alcanzará los US\$805 millones en 2023, en torno al 0,7% del PIB. La gráfica muestra solamente los cálculos bajo la metodología del costo de oportunidad, debido a que la nueva fijación de precios elimina el subsidio calculado bajo la metodología de precios diferenciados. Tampoco se aplica el método de los impuestos pigouvianos debido a que se asume que la reforma no genera un cambio en la demanda de los combustibles afectados por la misma. Por esta misma razón, este ejercicio no contempla la posibilidad de que el cambio en el método de fijación de precios tenga un efecto sobre la balanza comercial.

Gráfico 17: Impacto fiscal del nuevo esquema de fijación de precios

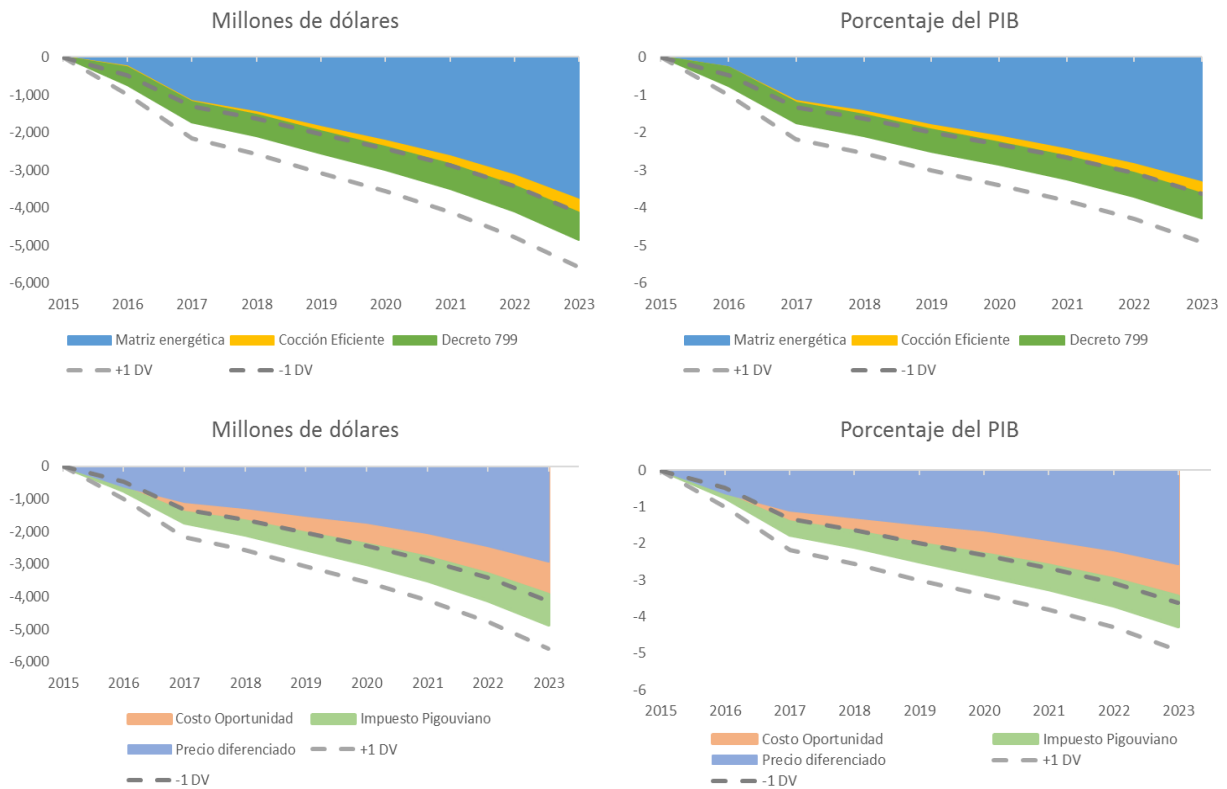


Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

4.4. Impacto agregado de la reforma energética

De acuerdo con las estimaciones arriba descritas, el ahorro total en subsidios que generará la reforma energética entre 2016 y 2023 asciende a US\$22.664 millones (método del costo de oportunidad incluidos los impuestos pigouvianos). Para ilustrar la relevancia fiscal de las reformas, se trata de un monto próximo al 21% del PIB). En 2020 el ahorro generado por la reforma en su conjunto llegaría a US\$3.007 millones (2,9% del PIB), mientras que en 2023 alcanzaría a superar los US\$4.866 millones (4,3% del PIB). Como puede verse en el gráfico 18, la incorporación de las nuevas centrales hidroeléctricas explica la mayor parte de la reducción de subsidios, seguida de la reforma tarifaria y del Plan Nacional de Cocción Eficiente.

Gráfico 18: Impacto fiscal agregado de las reformas

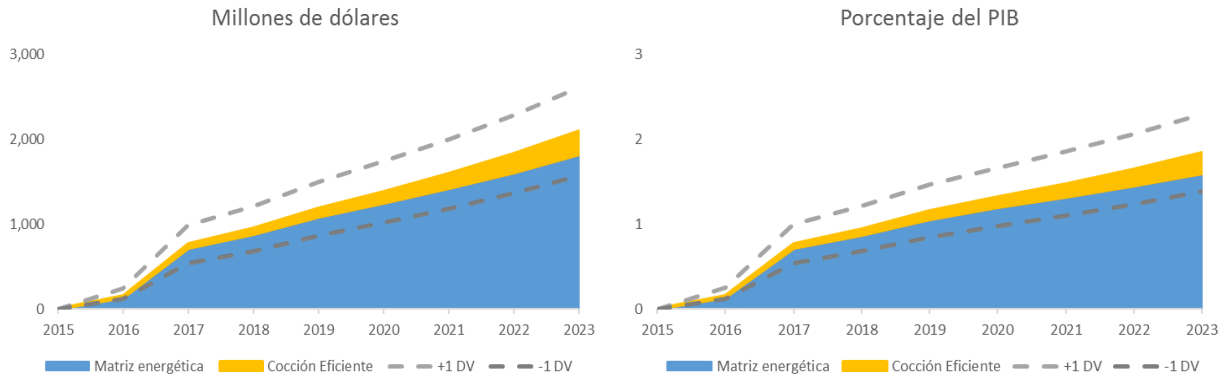


Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

A su vez, el gráfico 19 muestra el impacto de las tres reformas sobre la balanza comercial. El monto acumulado de la reducción neta de importaciones originadas por las tres reformas entre 2016 y 2023 ascendería a US\$9.967 millones, cifra equivalente al 9,3% del PIB. La incorporación de las centrales hidroeléctricas tendría un impacto agregado sobre la balanza comercial de US\$8.928 millones (8,4% del PIB), mientras que el Plan Nacional de Cocción Eficiente reduciría las importaciones netas en unos US\$1.039 millones (1% del PIB). Este ahorro comenzaría con un incremento en la balanza comercial de US\$158 millones en 2016, hasta alcanzar US\$1.385

millones en 2020 (1,3% del PIB) y US\$2.096 millones en 2023, lo cual representa cerca del 1,8% del PIB.

Gráfico 19: Impacto de las reformas sobre la balanza comercial



Nota: Las líneas punteadas muestran el impacto de la reforma con un cambio en los precios de los derivados de +/- una desviación estándar con respecto a las proyecciones utilizadas en el escenario base.

5. Conclusiones

Durante la última década, el gobierno ecuatoriano implementó una ambiciosa estrategia de reforma eléctrica que ha resultado en una completa transformación del sector. El pilar fundamental de la misma fue la construcción y puesta en funcionamiento de ocho centrales hidroeléctricas, y de la primera central eolo-eléctrica de Ecuador (continental). La iniciativa para el cambio de la matriz energética también ha implicado inversiones importantes para reforzar el sistema nacional de transmisión y distribución, así como un esfuerzo generalizado de fortalecimiento institucional que contribuyó, entre otras cosas, a una caída en el nivel de pérdidas eléctricas, con pocos precedentes en la región, en empresas bajo el control del Estado.

Los resultados esperados de la reforma energética son múltiples y profundos. Este documento se ha centrado principalmente en los resultados macroeconómicos de la reforma, los cuales emanan del hecho de que –de no haberse realizado esta última– los derivados del petróleo de los que habría dependido el sistema de generación eléctrica habrían generado mayores subsidios, y en su gran mayoría habrían tenido que importarse. Para cuantificar el efecto de la reforma, se proyectó el consumo de derivados en un escenario base en el que se completan las inversiones en curso, y un escenario contrafactual en el que estas inversiones no se habrían llevado a cabo. La comparación entre los dos escenarios es concluyente: la reforma reduce el peso de los subsidios a los combustibles en un monto anual que aumenta de manera progresiva hasta rozar el 2,9% del PIB en 2020, a la par que reduce las importaciones netas de derivados en un monto que alcanza el 1,3% del PIB en ese mismo año. Este resultado se torna particularmente relevante si se toman en cuenta las dificultades macroeconómicas por las que ha atravesado el país desde el desplome de los precios del crudo a fines de 2014.

Si bien las reformas analizadas favorecen la reducción de los subsidios y a moderar las externalidades asociadas al consumo de combustibles fósiles, el monto histórico de los subsidios energéticos es tal que todavía requiere el impulso de nuevas acciones. Incluso si se incorpora el efecto de la política gubernamental aquí analizada, las proyecciones realizadas en este trabajo sugieren que el monto agregado de los subsidios a los combustibles entre 2017 y 2023 todavía superará los US\$15.000 millones (14,4% del PIB) a precios diferenciados y US\$23.241 millones (22% del PIB) al costo de oportunidad, con US\$11.299 millones adicionales (10,7% del PIB) si se contabilizan los impuestos pigouvianos requeridos para internalizar las externalidades negativas asociadas al consumo de dichos combustibles. Por lo tanto, el impacto macroeconómico de la reforma sería mucho mayor si se actualizasen los mecanismos de fijación de precios de los derivados consumidos por sectores como el de transporte.

En cualquier caso, teniendo como referencia los antecedentes históricos de intentos de eliminación de los subsidios energéticos, resulta evidente que para lograr que una reforma profunda de la política de subsidios a los combustibles pueda completarse, es clave considerar su economía política, y el diseño y la puesta en marcha de mecanismos compensatorios que mitiguen efectos adversos en la población, especialmente sobre los quintiles de menores ingresos. En este sentido, es conveniente recalcar que las reformas acopladas a alternativas tecnológicas como las aquí expuestas permiten llevar a cabo procesos de reducción de subsidios atenuando sus afectaciones sociales.

Bibliografía

- ARCH. 2012. *Boletín Estadístico Hidrocarburífero*. Quito.
- Arze del Granado, David Coady & Robert Gillingham. 2010. *The Unequal Benefits of Fuel Subsidies: A Review of Evidence for Developing Countries*. IMF Working Paper WP/01/202
- Banco Central del Ecuador. *Boletines de Información Estadística Mensual* (varios meses). Quito.
- CENACE. *Informe Anual* (varios años). Quito.
- CONELEC. *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano* (varios años). Quito.
- CONELEC. 2013. *Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022*. Quito.
- CONELEC. 2017. *Plan Maestro de Electrificación 2016 - 2025*. Quito.
- CONELEC. 2014. *Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas de Distribución*. Quito.
- Energy Information Administration (EIA) *Petroleum Product Prices*.
- Espinoza, Sebastián & Verónica Guayanlema. 2017. Balance y proyecciones del sistema de subsidios energéticos en Ecuador. Friedrich-Ebert-Stiftung (FES-ILDIS) Ecuador.
- Hurtado Pérez, Felipe. 2008. *Eficiencia Energética en el Ecuador*. Disertación de Grado, Pontificia Universidad Católica del Ecuador.
- INEC *Encuesta Nacional de Empleo, Desempleo y Subempleo* (varios años).
- INEC *Proyecciones de población 2011-2020*
- Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government. *Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis – Under Executive Order 12866*. Washington DC
- International Monetary Fund. 2014. *Getting Prices Right*. Washington DC.
- Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad. (2010). *Los subsidios energéticos en el Ecuador*. Quito.
- Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos. *Balance Energético Nacional* (varios años). Quito.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). 2017. *Plan Maestro de Electricidad 2013-2022*

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). 2017. Plan Maestro de Electricidad 2016-2025

Organization for Economic Cooperation and Development. (2012). *Mortality Risk Valuation in Environment, Health and Transport Policies*. Paris.

PETROECUADOR. *Informe anual de Cifras Petroleras 2007-2013*.

Procuraduría General del Estado. (Actualización Mayo de 2013). *Ley de Hidrocarburos*. Quito: Dirección Nacional de Asesoría Jurídica de la PGE.

SENPLADES. (2009). Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 - 2013. Quito.

SENPLADES. (2013). Plan Nacional para el Buen Vivir 2013 - 2017. Quito.

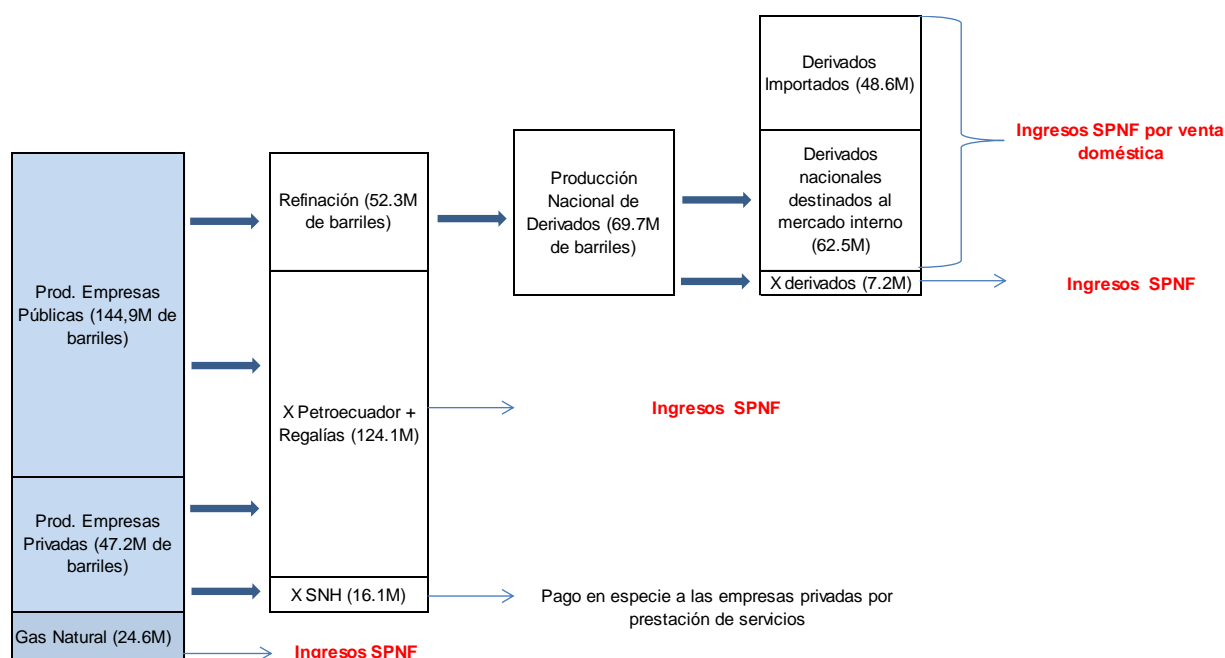
Tejeda, Jesús, G. Durán, R. Jimenez y M. Doyle. 2017. “Incrementando la eficiencia del sector eléctrico. Lecciones sobre la reducción de pérdidas eléctricas en Ecuador”. Banco Interamericano de Desarrollo, Nota Técnica IDB-TN-1094.

Anexo 1: Formación y distribución de la renta petrolera del Estado ecuatoriano

La renta petrolera bruta que genera el sector hidrocarburífero ecuatoriano para el Sector Público no Financiero (SPNF) proviene de las siguientes fuentes: i) las exportaciones de petróleo crudo; ii) las exportaciones de derivados; iii) las ventas a nivel local de productos derivados del petróleo; iv) la venta interna de gas natural y gas natural licuado; v) el cobro de impuestos a las empresas del sector. A modo ilustrativo, el esquema A1.1 muestra el flujo de estos ingresos del SPNF correspondiente al año 2013:

Esquema A1.1

Flujos del sector hidrocarburífero, 2013

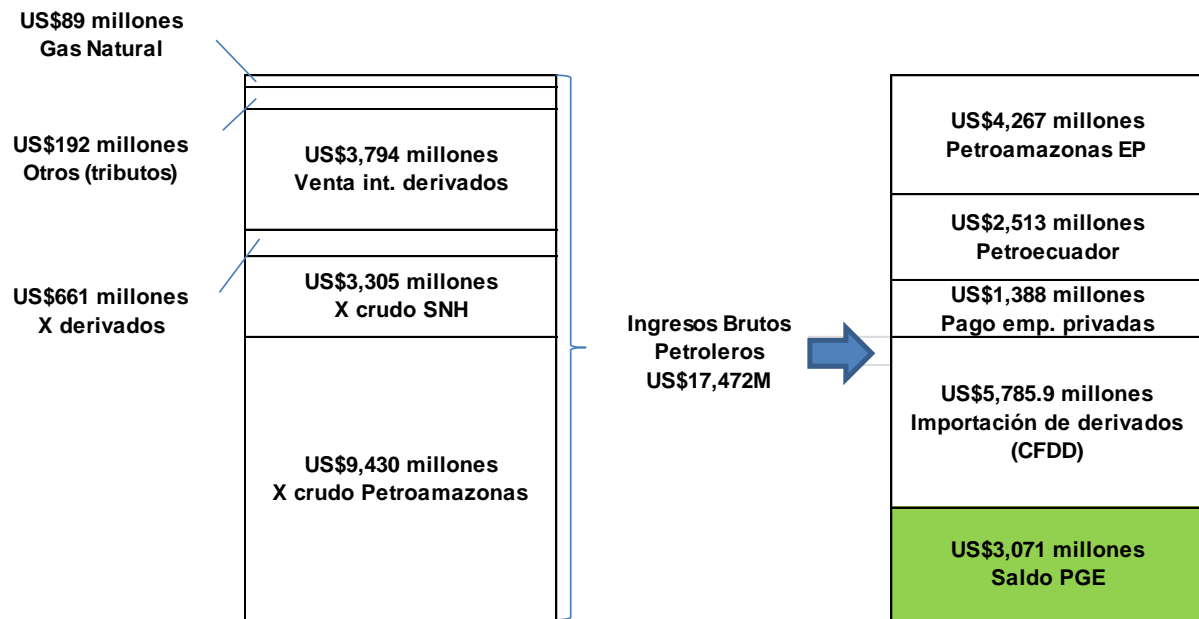


En 2013, de un total de 192,1 millones de barriles de crudo producidos en el país, se exportaron 140,2 millones, a partir de lo cual se generó la primera fuente de ingresos brutos arriba mencionada.²² Los 51,3 millones de barriles restantes se destinaron a las refinerías del país, que produjeron 69,6 millones de barriles de derivados, de los cuales se exportaron 7,2 millones, cifra que constituye la segunda fuente de ingresos petroleros brutos del SPNF. Por otra parte, el abastecimiento del mercado nacional requirió la importación de 46,4 millones de barriles, de modo que se comercializaron internamente 90,4 millones de barriles de derivados, y esta es la tercera fuente de ingresos petroleros del SPNF. Finalmente, en 2013 el país produjo aproximadamente 24,6 millones de barriles de gas natural en el Golfo de Guayaquil, que se destinaron en su integridad al mercado local.

²² De estas exportaciones, 16,1 millones de barriles corresponden al pago en especie que se efectuó a las empresas privadas que operan en el país, y por lo tanto no generaron un ingreso neto para el SPNF.

A su vez, la renta petrolera bruta se distribuye entre los siguientes rubros: i) costos operativos e inversiones de Petroecuador y Petroamazonas; ii) pago a los operadores privados por la prestación de sus servicios; iii) asignación a la cuenta CFDD para financiar la importación de derivados deficitarios; iv) Presupuesto General del Estado. Por lo tanto, los ingresos petroleros que percibe el gobierno central pueden interpretarse como una cantidad residual que se obtiene detrayendo de la renta petrolera bruta los primeros tres rubros de gasto arriba mencionados. A efectos ilustrativos, el esquema A1.2 presenta la composición tanto de las fuentes como de los usos de la renta petrolera bruta que contemplaba el Presupuesto General del Estado correspondiente al ejercicio 2013.

Esquema A1.2
Distribución de la renta petrolera bruta
(según Proforma 2014)



Fuente: Ministerio de Finanzas

Para 2013, el gobierno proyectó ingresos petroleros brutos totales de US\$17.472 millones.²³ La principal fuente de dichos ingresos correspondió a las exportaciones de crudo producidas por Petroamazonas (54%), seguidas de las exportaciones de la Secretaría Nacional de Hidrocarburos (SNH) (19%), de la venta interna de derivados (22%), y de la exportación de derivados (4%).

El principal destino de los ingresos petroleros brutos arriba descritos fueron las empresas públicas (costos operativos e inversiones), a las que el Estado asignó el 39% de los mismos (US\$6.780

²³ Estos datos se obtienen de los Justificativos de Ingresos y Gastos que el Ministerio de Finanzas hace públicos con el PGE. Los Informes de Ejecución Presupuestaria también elaborados por el Ministerio de Finanzas tan solo dan información sobre el desempeño en la ejecución de los rubros que conforman los ingresos petroleros del gobierno central, pero no sobre los que conforman la renta petrolera bruta que muestra el esquema A.1.2.

millones).²⁴ El segundo rubro en importancia fue la CFDD, a la que se asignó el 35,7% de los ingresos petroleros brutos (US\$6.223 millones). Por su parte, el ejercicio presupuestario de 2013 destinaba a las empresas prestadoras de servicios el 7,9% de la renta petrolera bruta (US\$1.388 millones). Por último, los ingresos petroleros que el PGE de 2013 asignaba al gobierno central ascendían a US\$3.071 millones. Estas cifras equivalían al 17,6% de la renta petrolera bruta proyectada para 2013. Ello implica que el ejercicio presupuestario 2013 destinó al gobierno central menos de una quinta parte de los ingresos brutos que genera el sector hidrocarburífero (PGE).²⁵

Cuadro A1.1
Composición de los ingresos petroleros del gobierno central, PGE 2013 (en millones de dólares de EE.UU.)

	Originalmente Aprobado	Codificado	Efectivo
Impuesto a la renta petrolera	78	95	95
Exportaciones derivados	27	229	229
Regalías empresas públicas	177	314	229
Margen de soberanía	918	1,054	1,041
Saldo del ingreso disponible prest. Servicios	1,019	1,024	886
Exportaciones directas empresas públicas	739	1,623	1,622
Cuentas por cobrar ley 2006-42	44	131	107
Venta Anticipada de Petróleo			588
Participación de capital ingresos petroleros			24
Total Ingresos Petroleros PGE	3,001	4,471	4,820

Fuente: Informe de Ejecución Presupuestaria del Ministerio de Finanzas.

Asimismo, los informes de ejecución presupuestaria del Ministerio de Finanzas permiten obtener un desglose de la parte de la renta petrolera bruta que corresponde al gobierno central. Dichos ingresos vienen conformados por una serie de partidas específicas que pueden agruparse en dos categorías. Un primer grupo de partidas constituyen asignaciones calculadas mediante la aplicación de un porcentaje determinado legalmente sobre la producción de las empresas que trabajan en el sector o de su resultado operativo. Se trata del margen de soberanía (un 25% de la producción de las empresas privadas), de las regalías de las empresas públicas y de los impuestos a la actividad petrolera. Un segundo grupo de asignaciones se determinan como un residuo, restando de las exportaciones petroleras, que no corresponden al gobierno central, los conceptos anteriormente descritos, los costos e inversiones de las empresas públicas y los pagos por prestación de servicios a las empresas privadas. Se trata de las exportaciones directas de las empresas públicas y del saldo del ingreso disponible por prestación de servicios.

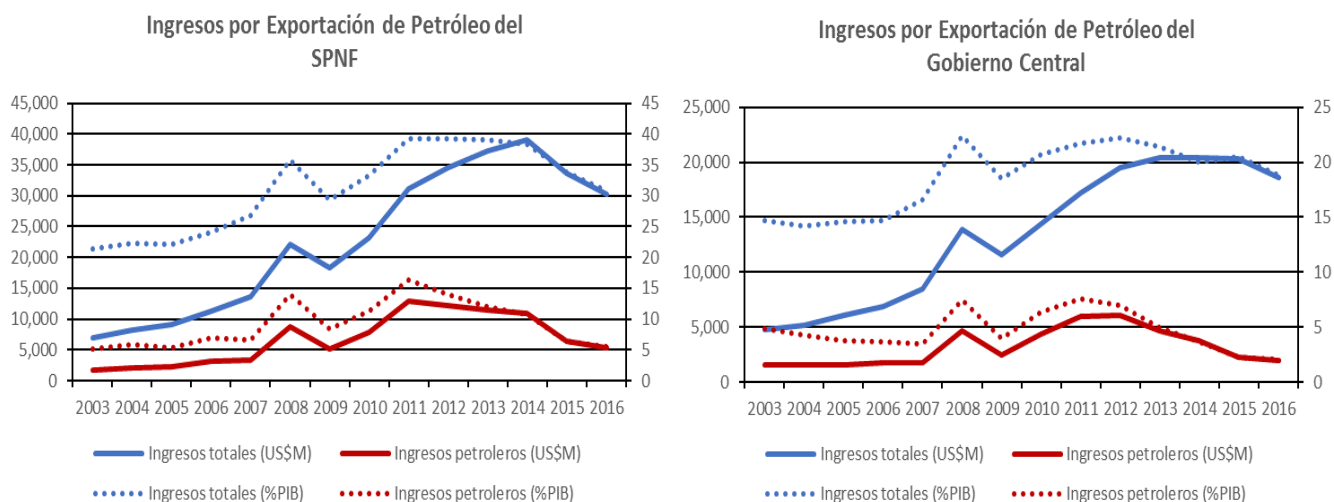
²⁴ Cabe mencionar también que en las cifras del PGE 2014 el 39% de los montos asignados a las empresas públicas debía destinarse a inversión. Se aprecia igualmente que las principales inversiones contempladas por el Estado correspondían a Petroamazonas, y no a Petroecuador.

²⁵ Este punto se refiere al PGE originalmente aprobado. Tal y como se verá más adelante, existen divergencias sustanciales entre el PGE originalmente aprobado, el codificado y el gasto efectivo.

En la práctica, los ingresos petroleros que ha percibido el gobierno central han tendido a situarse por encima de las cifras presupuestadas, al menos hasta el desplome de los precios del crudo que se produjo a partir de mediados de 2014. Como puede apreciarse en el cuadro A1.1, en 2013 la diferencia entre el ingreso petrolero codificado y el originalmente aprobado ascendió a US\$1.470 millones. Los rubros que explican la mayor parte de esta diferencia son los correspondientes a las exportaciones directas de las empresas públicas (US\$884 millones), las regalías de las empresas públicas (US\$137 millones) y el margen de soberanía (US\$136 millones). A su vez, estas diferencias entre lo codificado y lo efectivo responde principalmente a los siguientes factores: i) en la elaboración del PGE se asumió un precio del crudo de US\$84.94 por barril, cifra que terminó situándose en US\$95,6 por barril en el conjunto del año; ii) en el PGE se asumió que la producción total de crudo en 2013 sería de 188,7 millones de barriles, cifra que terminó alcanzando 192,1 millones de barriles.

Gráfico A1.1

Ingresos por exportación de petróleo



Fuente: BCE.

Finalmente, a partir de la información que publica el BCE, los dos paneles del gráfico A1.1 muestran la evolución de los ingresos por exportación de petróleo del SPNF. Así, se observa que tras la caída registrada en 2009 en el contexto de la crisis financiera internacional, los ingresos petroleros percibidos por el SPNF repuntaron hasta alcanzar US\$12.935 millones en 2011 (el 16,3% del PIB y el 41,5% de los ingresos totales del SPNF). Posteriormente, se produjo una baja moderada de dichos ingresos, que en 2013 se ubicaron en US\$11.433 millones (el 12% del PIB y el 30,7% de los ingresos totales del SPNF). Sin embargo, los ingresos por las exportaciones petroleras siguieron decreciendo hasta llegar en 2016 a US\$5.402 millones (el 5,5% del PIB y el 17,8% de los ingresos totales del SPNF), debido a la caída del precio internacional del crudo. Los ingresos petroleros percibidos por el gobierno central experimentaron un comportamiento

parecido, alcanzando un pico de US\$6.086 millones en 2012 (el 6,9% del PIB y el 31,2% de los ingresos totales del gobierno central), pero descendieron a US\$2.003 millones (el 2% del PIB y el 10,8% de los ingresos totales del gobierno central) en 2016.

Anexo 2: Metodología y datos para el cálculo del monto de los subsidios a los combustibles entre 2007 y 2014

Para el cálculo del monto de los subsidios en cada caso de combustible, se utilizan tres enfoques: i) precios diferenciados; ii) costo de oportunidad; iii) externalidades o impuestos pigouvianos. A continuación, se ofrece más detalle sobre cada una de estas metodologías, y posteriormente se presentan las fuentes de datos, así como otros aspectos metodológicos de la estimación de los subsidios para los distintos combustibles analizados.

Método de los precios diferenciados

Bajo esta metodología se distingue entre los subsidios a los combustibles nacionales y el subsidio a los combustibles importados. En el caso de los primeros, se aplica la siguiente fórmula:

$$PD_{subn} = \left(V_{c_i} * \frac{Q_{n_i}}{O_{tn_i}} \right) * (\overline{Cpn_i} - \overline{Pv_i})$$

Donde V_{c_i} es el volumen consumido en cada grupo de combustible y sector en medición; $\frac{Q_{n_i}}{O_{tn_i}}$ es la proporción entre la producción nacional y la oferta total nacional de dicho grupo de combustibles; y, $\overline{Cpn_i} - \overline{Pv_i}$ equivale a la resta entre el costo de producción nacional promedio y el precio de terminal medido en BEP, lo cual enmarca al subsidio a la producción nacional por BEP.

En cambio, para los combustibles importados se utiliza la siguiente fórmula:

$$PD_{subimp} = \left(V_{c_i} * \frac{Q_{imp_i}}{O_{tn_i}} \right) * (\overline{Pimp_i} - \overline{Pv_i})$$

Donde V_{c_i} es el volumen consumido en cada grupo de combustible y sector en medición; $\frac{Q_{imp_i}}{O_{tn_i}}$ es la proporción entre la cantidad importada y la oferta total nacional de dicho grupo de combustibles, y $\overline{Pimp_i} - \overline{Pv_i}$ equivale al precio de importación promedio menos el precio de terminal medido en BEP, lo cual enmarca al subsidio a la oferta importada. Una vez realizados estos cálculos, se procede a sumar PD_{subn} y PD_{subimp} para obtener el subsidio total bajo esta metodología de cálculo.

Método del costo de oportunidad

Para el cálculo del subsidio mediante el costo de oportunidad, se aplica la siguiente fórmula:

$$CO_{sub} = (\overline{Pimp_i} - \overline{Pv_i}) * D_i$$

Donde $\overline{Pimp_i} - \overline{Pvt_i}$ es la resta entre el precio de importación promedio y el precio de venta interna promedio²⁶ para cada grupo de combustibles, y D_i es la demanda interna o el consumo interno del sector respectivo para el cálculo del subsidio. De esta forma, se computa el costo oportunidad para cada tipo de combustible y por sector.

Método de los impuestos pigouvianos

En lo que respecta a la cuantificación de las externalidades generadas por el consumo de derivados que podrían ser internalizadas mediante la introducción de impuestos pigouvianos, en este estudio se aplicó la metodología del FMI (2014). Las dos externalidades que se tuvieron en cuenta son las relacionadas con: i) el impacto sobre la mortalidad que tiene la polución asociada a la combustión de diésel, gasolina, fuel oil y GLP; ii) las emisiones de CO₂ relacionadas con el uso de dichos combustibles y su efecto sobre el calentamiento global. En cambio, debido a limitaciones de datos, no se tuvieron en cuenta las otras externalidades que considera la metodología del FMI (costo de congestión en las vías, accidentes de tráfico y deterioro de las carreteras relacionado con un uso excesivo de los vehículos, dados los ineficientemente bajos precios de los combustibles).

En lo que respecta a la externalidad por polución, la metodología del FMI se basa esencialmente en tres factores: i) la exposición de la población a los contaminantes generados por el consumo de combustibles; ii) el impacto de dicha exposición sobre la mortalidad; iii) el valor monetario de cada vida (FMI, 2014). Para el cálculo de la externalidad, por barril equivalente de petróleo (BEP) de cada combustible se multiplica el valor asignado a una vida en Ecuador por las muertes generadas por tonelada de contaminante (SO₂, NO_x, PM_{2.5}), lo que a su vez se multiplica por los factores de emisión estimados por el FMI para diésel, gasolinas y gas natural.²⁷

Si bien en FMI (2014) puede encontrarse una descripción detallada de la metodología que se replicó en el caso ecuatoriano, cabe hacer dos aclaraciones. Primero, el valor de una vida en Ecuador se calculó del siguiente modo: $V_{ec} = V_{oecd} \left(\frac{I_{ec}}{I_{ocde}} \right)^\varepsilon$, donde V_{oecd} es el valor de una vida en acuerdo con la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)²⁸; I_{ec} es el PIB per cápita (según paridad del poder adquisitivo, PPA) de Ecuador; I_{ocde} es el PIB per cápita (PPA) de la OCDE, y ε mide la elasticidad del riesgo de mortalidad al ingreso real per cápita, que la OCDE estima en 0,8. Segundo, al no disponerse de factores de emisión para dos de los combustibles analizados en este estudio, se asume que la valoración de la externalidad por polución asociada al fuel oil es la misma que la del diésel, y que la del GLP es la misma que la del gas natural.

²⁶ A los precios de terminal se les quitó el IVA, ya que las empresas privadas cuando compran este derivado pagan un IVA, pero cuando venden el producto final, lo hacen aplicando el IVA, y por ende pueden compensar este impuesto.

²⁷ Se optó por utilizar la estimación del FMI al no encontrarse información oficial ecuatoriana sobre factores de emisión específicos por combustible o contaminante en el país. Los factores de emisión por combustible calculados por el FMI son iguales para todos los países latinoamericanos con la excepción de Brasil.

²⁸ La estimación del valor de una vida en la OCDE puede encontrarse en OCDE (2012).

En lo que respecta a la externalidad por emisiones de CO₂, la metodología del FMI utiliza el costo social del carbono (CSC) estimado por el *Interagency Working Group on the Social Cost of Carbon* del Gobierno de Estados Unidos, que en 2010 ascendía a US\$35 por tonelada métrica (IAWG, 2013).²⁹ En la misma línea, en esta nota técnica se utilizó la estimación del CSC del IAWG por quinquenios, sin que fuese necesario ajustar estas estimaciones a la realidad ecuatoriana en la medida en que el impacto de las emisiones sobre el calentamiento global no depende del origen de las emisiones. Para valorar la externalidad asociada a las emisiones de CO₂ por el consumo de los distintos tipos de combustibles, se multiplicaron los factores de emisión de cada combustible por el CSC/tonelada métrica.

Fuentes de datos y otros aspectos metodológicos

Para estimar el subsidio de cada combustible entre 2007 y 2015, se obtuvieron los datos del Ministerio Coordinador de Sectores Energéticos (MICSE), de Petroecuador, del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) y del Banco Central del Ecuador (BCE). La información sobre producción, importaciones, demanda interna y exportaciones proviene del Balance Energético Nacional de 2016, de los Informes Estadísticos Anuales de Petroecuador entre 2007 y 2016, y de la Información Estadística Mensual de agosto de 2015 y 2017 del Banco Central. Todas estas fuentes ayudaron a obtener una desagregación por tipo de combustible, por ejemplo: gasolina súper, extra y ecopaís, y por sectores: residencial, comercial, industrial, agrícola, transporte, construcción. Esta misma información también muestra la demanda de combustibles por parte de las centrales eléctricas, las refinerías y otras formas de transformación.

Los costos de producción, de importación y de comercialización también se obtuvieron de las mencionadas instituciones y del estudio de 2010 “Los Subsidios Energéticos en el Ecuador”, del Ministerio Coordinador de Producción, Empleo y Competitividad (MCPEC). El costo de producción es el promedio anual del precio de venta a las empresas petroleras privadas (sector petróleo) publicado por Petroecuador, con excepción del jet fuel, para el cual se consideró el precio a las aerolíneas internacionales, y del GLP del sector industrial, debido a que estos sectores no contaban con un subsidio en el período de análisis. El costo de importación proviene de los informes anuales de Petroecuador y de la información estadística del Banco Central. En ciertos años no se importó algún combustible, pero es necesario considerar un precio referencia para la metodología antes descrita: en ese año se imputó el dato con la relación al MCO entre el precio del derivado y el WTI.

El costo de comercialización se obtuvo del estudio de subsidios del MCPEC, excepto en el caso del GLP, para el cual se calculó un promedio de todas las empresas descritas en el Decreto Ejecutivo 2592, publicado en Registro Oficial 575 de mayo de 2002. Este valor de comercialización se sumó solamente al costo de importación, ya que el de producción sí lo

²⁹ De acuerdo con dicha metodología, no es necesario ajustar el costo social de las emisiones de carbono por países, dado que el impacto de las mismas sobre el calentamiento global es invariable.

contiene. Debido a que el estudio del MCPEC contiene únicamente datos hasta 2010, en los años siguientes el costo de comercialización se ajustó en función de la inflación anual publicada por Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC).

En el caso de los precios de venta, se consideraron los vigentes entre 2007 y 2014, de acuerdo con el Reglamento de Regulación de Precios de Derivados de Petróleo a Nivel de Terminal. El precio de algunos combustibles que no se encuentran en este reglamento se tomó del informe anual de 2016 del CENACE; tal es el caso, por ejemplo, de la nafta de bajo octano. A estos precios se les descontó el IVA, ya que en su publicación sí se incluye.

Para obtener tanto el precio como los costos de producción e importación por combustible, se calculó un promedio ponderado dentro de cada categoría. Específicamente, los valores respectivos de las gasolinas y naftas son el promedio de la súper, extra y ecopaís (desde 2010); en el caso del diésel, dichos valores abarcan el promedio entre diésel 1, 2 y premium; y en el caso del fuel oil, se trata del promedio del fuel oil 4 y el fuel oil 6. La ponderación se obtuvo del total de producción e importación reportado por Petroecuador en cada tipo de combustible.

Dado que las instituciones mencionadas utilizaron diferentes medidas de los combustibles (barriles, kg, galones, etc.), todos los datos de oferta y demanda tuvieron que transformarse a Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP). Los coeficientes de conversión se obtuvieron del Balance Energético Nacional (BEN) y del Sistema de Unidades y Factores de Conversión de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Estas fuentes de información y los diferentes cálculos mencionados lograron llegar a estimaciones similares a las obtenidas por Espinoza y Guayanlema (2017).

Anexo 3: Metodología y datos para medir el impacto macroeconómico de la reforma energética

A continuación, se detallan la metodología y los datos utilizados para aproximar el impacto macroeconómico de: i) la entrada en funcionamiento de nuevas centrales hidroeléctricas y térmicas a base de gas natural; ii) la sustitución de cocinas a gas por cocinas de inducción; iii) el nuevo esquema de determinación del precio de los combustibles de uso comercial e industrial.

Para todos los escenarios se realizaron las siguientes proyecciones entre 2016-23:

- La producción nacional de cada combustible se mantiene constante a partir de 2016, debido a que en adelante no se anticipa ninguna inversión que pudiera impactar significativamente sobre la oferta interna de los derivados. En esta proyección ya se considera la mayor producción que se tendría por la repotenciación de la Refinería de Esmeraldas.
- La demanda agregada de los sectores (residencial, comercial, etc.) se estimó con un MCO en función del PIB real proyectado por el FMI en su reporte *Panorama de la Economía Mundial (WEO)*, por sus siglas en inglés) de octubre de 2017. Los datos del FMI se obtuvieron hasta 2022, asumiendo que el crecimiento de 2023 sería igual al promedio entre 2016 y 2022. En función de la participación de cada sector en 2014, se distribuyó la demanda agregada en cada año proyectado.
- Los costos de producción y de importación de cada derivado se proyectaron con un MCO y los valores del WTI publicados en octubre de 2017 por el Banco Mundial³⁰. En los dos casos, se utilizó la relación con el precio internacional, ya que los combustibles utilizan materia prima importada, la cual fluctúa con el mismo. Por ejemplo, para las gasolinas se usa nafta, y para el fuel oil se usa el precio de exportación. Para obtener el promedio ponderado de las categorías de cada combustible se consideró la ponderación de 2014 (véase el anexo 2).
- Para incluir el costo de comercialización en el precio de importación, se lo ajustó en función de la inflación estimada por el FMI para cada combustible.
- Los precios de venta de cada combustible se mantienen al nivel de 2014, excepto en el análisis del impacto del Decreto Ejecutivo 799 de octubre de 2015 (más adelante se explica el enfoque utilizado para analizar el impacto de esta reforma).
- Tanto las importaciones como las exportaciones son las variables de ajuste (residuales) para que exista equilibrio entre la oferta y la demanda; es decir, si hay mayor demanda nacional se deberá importar dicho excedente; mientras que el exceso de oferta del combustible se exportará.
- En ningún caso, se consideró un cambio de comportamiento macroeconómico o sectorial ajustado por modificaciones del precio.

³⁰ Véase el enlace <http://pubdocs.worldbank.org/en/817261508960786112/CMO-October-2017-Data-Supplement.xlsx>.

Entrada en funcionamiento de las nuevas centrales hidroeléctricas

Las proyecciones de expansión de la generación eléctrica se realizaron a partir de los datos disponibles en el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2016-25, y de la información proporcionada por la ARCONEL. Esta información indica el año de inicio de las operaciones de los distintos proyectos, distinguiendo por tecnologías (hidroeléctricas, termoeléctricas, energía renovable no convencional)³¹, y la contribución media anual que se espera que aporte cada uno de ellos sobre la oferta total medida en GWh.

En el caso de las proyecciones de la demanda para el período 2016-21, se consideraron varias modificaciones de los componentes de demanda eléctrica especificados en el PME 2016-25, tomando en cuenta algunas contingencias particulares que influirían en la demanda de electricidad. En específico, se realizaron las siguientes modificaciones de los datos del PME: i) las postergaciones de proyectos de transporte público (Metro de Quito y Tranvía de Cuenca); ii) la modificación del crecimiento porcentual anual de personas que cambian a cocina de inducción, y cuanta electricidad en promedio consumen los hogares que llevan a cabo el cambio (100,91 kWh); iii) se añadió el efecto de demanda correspondiente a los hogares que migrarían de calefones de gas a sistemas eléctricos de calentamiento de agua;³² iv) la demanda de energía adicional por el proyecto OGE&EE, y v) la demanda de energía adicional por el proyecto del poliducto Esmeraldas-Quito. Una vez incluidos los diferentes cambios a la demanda, se pudo realizar la proyección de la demanda total de energía eléctrica.

Para esta última, se dividieron los cálculos en demanda de los hogares (residencial) y de las empresas (comercial, industrial y alumbrado público). Los datos históricos sobre la demanda eléctrica se obtuvieron del Balance Energético Nacional 2015. Para 2016-23 se estimó un MCO en función de las proyecciones del PME 2016-25 y del PIB real del FMI, tanto para el sector residencial como para las empresas.

Para proyectar la demanda del sector eléctrico, se estimó el coeficiente de insumo-producto de los combustibles requeridos para producir la oferta interna de energía termoeléctrica, publicada en el Plan Maestro de Electricidad 2016-25 del MEER. Este coeficiente se multiplicó por la demanda de energía eléctrica en cada escenario, lo cual permitió obtener el volumen de combustible necesario en cada escenario. En los dos escenarios se presupone que el exceso de demanda se satisface con energía termoeléctrica. lo cual equivaldría a la diferencia entre la demanda de energía eléctrica, y la oferta proveniente de la generación hidroeléctrica y aquella proveniente de las energías renovables y no convencionales.

³¹ Se asumió que cada proyecto empieza a operar el primero de diciembre del año indicado por ARCONLEL.

³² Se estima que por cada 5 hogares que migren a cocinas de inducción, un hogar cambiará a un sistema eléctrico de calentamiento de agua.

Finalmente, se distribuyó la cantidad total de combustibles requeridos entre los distintos tipos de combustibles que integran la estructura de consumo por parte de las generadoras termoeléctricas, en función de la proporción que originalmente estos tenían en el PME en cada año.

Plan Nacional de Cocción Eficiente

Para evaluar esta reforma se proyectaron tanto datos económicos como demográficos. Para la población se consideró la proyección del número de habitantes de Ecuador del INEC hasta 2023. Además, se asumió que el número promedio de personas por hogar se mantendría constante al nivel al que esta variable presentó en 2014 (3,79 personas/hogar).

En este ejercicio se presupone que el consumo de GLP por hogar para cocción de alimentos y otros fines se mantiene constante. De acuerdo con el PME, el 80% de consumo del GLP se utiliza para cocinar (743.604 toneladas) y en 2011 el 90% de hogares tenía cocinas a gas (3.652.728 hogares). Estos valores indican que el consumo ascendió a 203,57 kg por hogar. El resto del GLP que consumen los hogares ha estado destinado a otros fines, especialmente calentar agua. En promedio, los hogares consumen 46,2 kg de GLP para estos fines.

Con base en la evolución esperada del número de hogares y en el cronograma de penetración de cocinas de inducción previsto por las autoridades, se proyectó la demanda residencial de GLP para cocción de alimentos y otros fines en el escenario contrafactual (en el cual se paraliza la introducción de cocinas de inducción al finalizar 2015) y el escenario base (se cumple el cronograma del gobierno). Además, en el escenario base se asume que por cada cinco hogares que migran de cocinas de gas a cocinas de inducción, un hogar también cambia sus calefones de gas por calefones eléctricos, supuesto sugerido por el MEER en función de los datos existentes hasta 2015.

Para estimar el volumen de GLP necesario para cubrir la demanda de hogares para el funcionamiento de calefones a gas, se tuvo que convertir el consumo de un hogar promedio por la utilización de un calefón a gas por mes (30 kWh) a kilogramos, teniendo en cuenta que 30 kWh equivalen a 2,17 kg de GLP. Con esta equivalencia, se multiplicó el número de hogares estimados por el consumo mensual de GLP³³ por hogar, y este total se multiplicó por 12 (meses) para tener datos anuales. Por su parte, el GLP consumido por los sectores no residenciales (industrial, comercial, agroindustrial, vehicular y beneficencia) no se ve afectado por el plan de cocción eficiente, y por tanto no cambia entre el escenario base y el escenario contrafactual.

A partir de 2015 se implementó un incentivo tarifario por cocción para que la gente se vea motivada a abandonar las cocinas a gas en pos de cocinas de inducción. Así, de acuerdo con las estadísticas de 2015 obtenidas por el MEER, 327.439 hogares realizaron el cambio con el incentivo tarifario. Este valor se restó al de los hogares que seguirían utilizando GLP para cocinar por año.

³³ Por la utilización de un calefón de gas.

La misma consideración se realizó para el consumo de gas para otros usos, en cuyo caso se dividió por 5, y el resultado fue el cambio de 65.488 hogares a calefones eléctricos.

En 2014 se produjo un aumento de las tarifas eléctricas para el sector residencial y el sector comercial e industrial, con el que se pretendía cubrir el incentivo para la sustitución de cocinas a gas por cocinas de inducción. Según la ARCONEL, en el sector residencial, la tarifa oscila entre 9,01 cts/kWh y 68,12 cts/kWh, en función del rango de consumo. De igual forma, en el caso del sector comercial e industrial, la tarifa cambia de acuerdo con la tensión requerida y el horario de demanda. Para ambos casos, se utilizó la mediana de las tarifas mencionadas para obtener el valor de la tarifa promedio.

En cuanto al costo de producción nacional, el costo de comercialización y el precio de importación, partiendo de la serie del costo de producción nacional y de importación de GLP entre 2007 y 2014 (véase el anexo 2), estas proyecciones se construyeron en función de la relación (MCO) del combustible con su precio referencial internacional (precio de exportación de Estados Unidos), obtenido de las proyecciones del Banco Mundial a octubre de 2015. El costo de comercialización se mantuvo constante, dado que este valor apenas varió entre la emisión del Decreto Presidencial 2592 de 2002 y la Resolución 436 de 2015 de la ARCH.

Decreto Ejecutivo 799 (reforma tarifaria)

Para evaluar el impacto de esta reforma, que fue adoptada en 2015, se consideraron las proyecciones de costos, producción, importaciones y demanda de los escenarios sin entrada de las hidroeléctricas y paralización del Plan Nacional de Cocción Eficiente. A partir de estos datos, entre 2016-23 se modificaron los precios de los combustibles analizados afectados por el decreto ejecutivo que modificó los valores en los sectores industrial y comercial.

En la evaluación se modificó el precio de las gasolinas, jet fuel, diésel y fuel oil solamente para el sector industrial. Para el jet fuel registrado en el sector residencial también se cambió el precio, aunque su participación en la demanda es marginal. En el caso del GLP, el precio también se modificó en el sector comercial, ya que así lo dicta el decreto.

Para los sectores específicos, se calculó el precio ponderado de los combustibles mencionados en función de la participación de la producción nacional y de las importaciones en cada año. Para el caso de la metodología de precio diferenciado, este proceso conllevó una eliminación completa del subsidio en los sectores señalados. En el costo de oportunidad, este precio ponderado se comparó con el costo de importación más el de comercialización.

Proyección de la balanza comercial

Como ya se mencionó, las exportaciones e importaciones fueron las variables de ajuste para que, en barriles equivalentes de petróleo, exista equilibrio entre la oferta y la demanda de los combustibles. En otras palabras, ante un excedente de demanda (oferta), se importa (exporta) dicho

derivado de petróleo. Este cálculo permitió evaluar el impacto de las reformas (entrada en funcionamiento de las centrales hidroeléctricas y Plan Nacional de Cocción Eficiente) sobre la balanza comercial. En el caso de la reforma de precios del Decreto 799 no se realizó la evaluación, ya que no se consideró la posibilidad de que dicho decreto alterase la demanda de los sectores afectados.

Los precios utilizados para evaluar las reformas han sido los costos de importación de cada combustible, ya que este sería el valor del derivado en el mercado internacional. Como se indica al inicio de este anexo, estos precios fueron estimados con un MCO en función de las proyecciones publicadas del WTI en el reporte de octubre de 2017 del Banco Mundial. Además, el precio de cada combustible es el promedio ponderado entre sus diferentes categorías, de acuerdo con su participación en la producción de 2014; es decir, el valor en diésel es un promedio ponderado de diésel 1, 2 y premium, con ponderadores del año de referencia.

Tanto en el caso de las importaciones como en el de las exportaciones, la producción se multiplicó por el precio ponderado en los escenarios planteados de las dos reformas analizadas. En valores corrientes, se calculó la balanza comercial como la diferencia entre las ventas y compras externas. Luego se comparó cada escenario y se obtuvo el impacto en cada reforma.

Anexo 4: Proyección de los costos de producción e importación (BEP), del precio internacional del petróleo (barriles) y gas natural (mmbtu), en dólares de EE.UU.

Cuadro A4.1

Año	Precio internacional del crudo	Precio del gas natural
2016	42,81	4,65
2017	53,00	5,57
2018	56,00	5,70
2019	59,00	5,84
2020	60,00	5,99
2021	60,93	6,13
2022	61,88	6,28
2023	62,84	6,44

Cuadro A4.2

Año	Gasolina			
	Costo de producción	Costo de importación	Precio en terminal	Precio en terminal generación eléctrica (Nafta)
2016	75,90	70,28	57,88	31,88
2017	69,42	78,30	58,22	31,88
2018	73,34	82,50	58,22	31,88
2019	77,27	86,70	58,22	31,88
2020	78,58	88,07	58,22	31,88
2021	79,80	89,34	58,22	31,88
2022	81,04	90,64	58,22	31,88
2023	82,30	91,95	58,22	31,88

Cuadro A4.3

Año	Jet fuel		
	Costo de producción	Costo de importación	Precio en terminal
2016	60,00	67,64	40,59
2017	69,09	83,03	49,82
2018	73,00	87,48	52,49
2019	76,91	91,94	55,16
2020	78,22	93,36	56,02
2021	79,43	94,69	56,81
2022	80,67	96,05	57,63
2023	81,92	97,42	58,45

Cuadro A4.4

Año	Diésel			
	Costo de producción	Costo de importación	Precio en terminal	Precio en terminal generación eléctrica
2016	62,25	111,61	33,76	34,40
2017	65,95	118,02	33,75	34,40
2018	69,68	119,85	33,75	34,40
2019	73,42	121,79	33,75	34,40
2020	74,66	121,29	33,75	34,40
2021	75,82	120,83	33,75	34,40
2022	77,00	120,51	33,75	34,40
2023	78,19	120,13	33,75	34,40

Cuadro A4.5

Año	Fuel oil			
	Costo de producción	Costo de importación	Precio en terminal	Precio en terminal de generación eléctrica
2016	35,70	49,87	20,86	19,21
2017	46,01	75,79	20,86	19,21
2018	48,61	83,03	20,86	19,21
2019	51,22	91,12	20,86	19,21
2020	52,08	98,30	20,86	19,21
2021	52,89	106,68	20,86	19,21
2022	53,72	116,60	20,86	19,21
2023	54,55	128,16	20,86	19,21

Cuadro A4.6

Año	GLP			
	Costo de producción	Costo de importación	Precio en terminal residencial	Precio en terminal agro y vehicular
2016	49,67	64,02	1,65	22,04
2017	59,51	72,19	1,65	22,04
2018	60,96	73,54	1,65	22,04
2019	62,45	74,92	1,65	22,04
2020	63,99	76,34	1,65	22,04
2021	65,56	77,80	1,65	22,04
2022	67,18	79,31	1,65	22,04
2023	68,85	80,85	1,65	22,04