

# Contexto Energético Internacional al 2035

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Javier Fernández Brea | Dirección de Planificación y Desarrollo

## **DIRECCIÓN EJECUTIVA**

Ángel Canó, Director Ejecutivo

## **COORDINACIÓN TÉCNICA**

### **Diseño y Redacción**

Javier Fernández Brea, Analista de Planificación I

### **Revisión Dirección de Planificación y Desarrollo**

Francisco Cruz, Director

Andrés de Peña, Coordinador de Estadísticas Energéticas

Flady Cordero, Analista de Planificación II

### **Revisión Externa**

Francisco A. Méndez, Consultor

### **Fecha de Publicación**

04 de abril del 2018

## ÍNDICE

1. Introducción	-3-
2. República Dominicana: Actualidad y Perspectivas Futuras	-4-
a. Aspectos Macroeconómicos	-4-
b. Realidad Energética Nacional	-8-
3. Contexto Internacional	-12-
a. Panorama Económico	-12-
b. Panorama Energético y Tendencias Actuales	-16-
4. Conclusiones	-38-

## Introducción

El conocimiento de las tendencias actuales de los avances tecnológicos es uno de los aspectos primordiales para el desarrollo de una política energética eficiente, al menor costo social y medioambientalmente responsable, que permita al país experimentar mejoras considerables en el corto, mediano y largo plazo. Consciente de esto, la Comisión Nacional de Energía (CNE), como organismo responsable de ejecutar y estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía, de proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica, ha dedicado esfuerzos a la realización de estudios sobre el contexto internacional del sector energético dentro del marco de prospectivas energéticas y de la actualización del Plan Energético Nacional.

El presente documento presenta un análisis de la realidad actual del sector energético a nivel nacional e internacional y de aspectos estrechamente relacionados con su buen desempeño como, por ejemplo, el comportamiento de la actividad económica, comprendiendo el intervalo de tiempo entre los años 2017 y 2035. El mismo inicia con la sección “República Dominicana: Actualidad y Perspectivas Futuras” en la que se presenta y analiza la situación económica y energética de la República Dominicana, con el objetivo de obtener una imagen de la situación actual, del corto plazo y los principales riesgos a los que se expone el país.

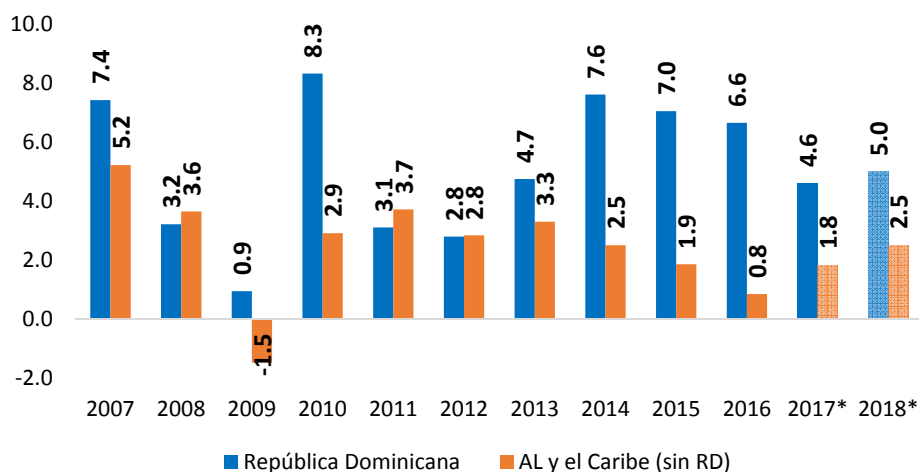
Posteriormente, se desarrolla la sección “Contexto Internacional”, en la que se estudia la situación y perspectivas futuras de la actividad económica internacional y de las posturas políticas tomadas a la luz de los efectos del cambio climático y la urgencia de mitigación del impacto medioambiental de la actividad humana. Adicionalmente, se analizan y pronostican los aspectos económicos del mercado energético global, a saber, las tendencias de producción y los precios de los principales energéticos, y el desarrollo de los costos de las tecnologías de generación eléctrica y el progreso del almacenamiento y la movilidad eléctrica. El documento concluye con un resumen de las principales ideas.

## 2. República Dominicana: Actualidad y Perspectivas Futuras

### 2.1. Aspectos Macroeconómicos

La República Dominicana se ha destacado en términos de crecimiento y desempeño macroeconómico frente a los demás países de Latinoamérica y el Caribe. En los últimos 10 años, ha registrado un crecimiento real anual promedio de 5.1%, mientras que el resto de la región ha registrado un crecimiento de 2.5%. Durante el primer semestre del 2017 se experimentó una desaceleración del crecimiento de la demanda agregada que motivó medidas monetarias expansivas (reducción de 2.2% del encaje legal requerido y 50 puntos básicos a la tasa de política monetaria). Durante el segundo semestre, hubo un ligero repunte de la actividad económica permitiendo que, a pesar de los embates de los huracanes Irma y María durante el mes de septiembre, a final de año se registrara un crecimiento real de 4.6%, ligeramente por debajo del crecimiento potencial de 5%. Según proyecciones del Marco Macroeconómico 2017-2021, publicado por el Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo (MEPyD), se espera un crecimiento real de 5.0% para el 2018, dos veces el promedio del proyectado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) para América Latina y El Caribe.

**Gráfica 1. Crecimiento PIB Real**

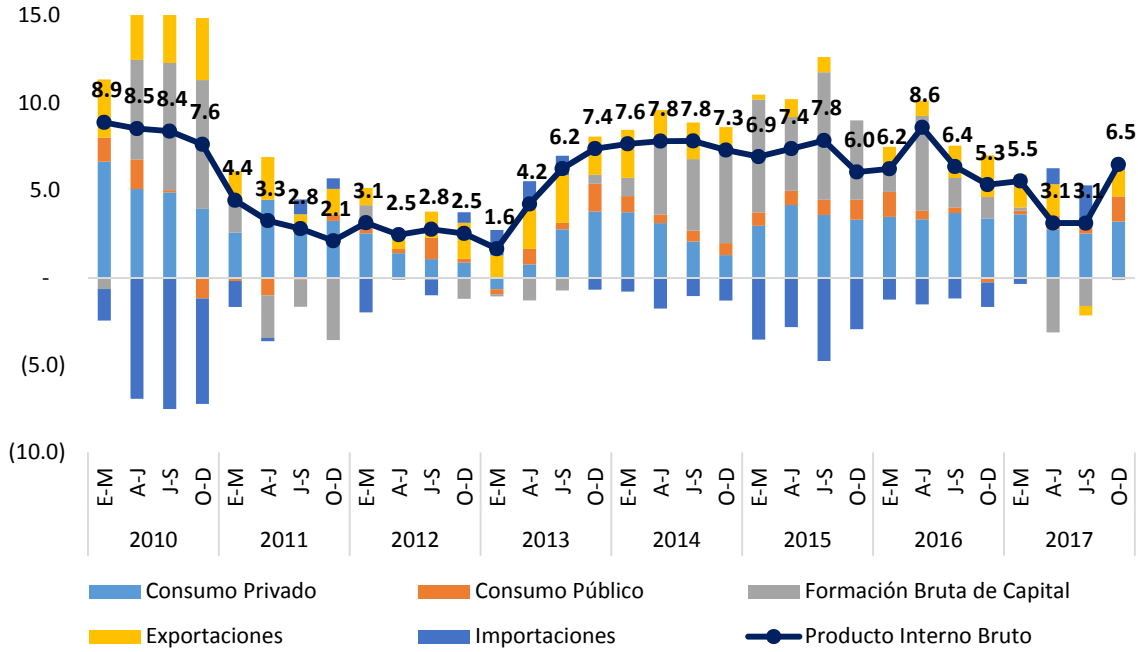


Fuente: BCRD, MEPyD y FMI. Elaboración propia.

\*Las comunas claras son proyecciones del MEPyD para RD y del FMI para AL y el Caribe (sin RD).

Para comprender la ligera desaceleración experimentada es necesario realizar un análisis por componentes del PIB. En la siguiente gráfica (Gráfica #2) es posible observar incidencia negativa de la formación bruta de capital en la tasa de crecimiento interanual durante el segundo y tercer trimestre del año, siendo -3.1% y -1.6%, respectivamente. Este efecto ha sido parcialmente compensado por el buen comportamiento de la incidencia de las exportaciones y de las importaciones fruto de la moderada recuperación de los precios de los productos básicos y, por consiguiente, de los términos de intercambio de los países de la región. De igual forma, es de destacar el repunte de la actividad económica en el último trimestre en el cual se registró una tasa de crecimiento de 6.5% respecto al mismo periodo del año anterior.

**Gráfica 2. Descomposición de Crecimiento Interanual por Componente del Gasto (%)**



Fuente: BCRD. Elaboración propia.

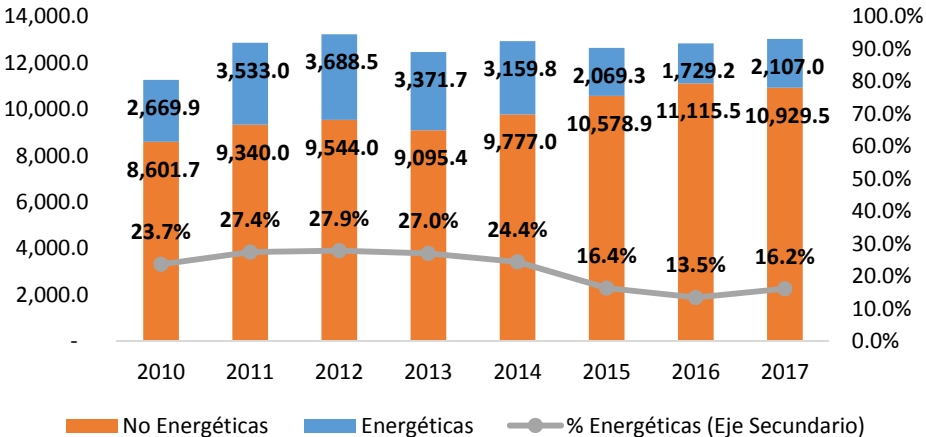
En términos monetarios, la inflación dominicana ha vuelto a encontrarse dentro del rango de la meta de inflación de  $\pm 4\%$ , en febrero de 2017 tras 31 meses consecutivos por debajo del límite inferior de la misma. Al cierre del año, la

inflación interanual fue de 4.2%. Por su parte la inflación subyacente, la cual mide las presiones inflacionarias de origen monetario al aislar factores exógenos, ha pasado a ser inferior a la inflación base. Lo anterior como consecuencia de la gradual recuperación de los precios de los productos básicos energéticos en el mercado internacional.

A la lista de variables relevantes se adicionan las relativas al sector externo. Comprender las características de este permite comprender las necesidades que el mercado nacional no sule o cuya producción excede la demanda nacional y los posibles riesgos asociados a estos. Tal como señala el BCRD en el *Informe de la Economía Dominicana Enero-Junio 2017*, la República Dominicana presenta, por segundo año consecutivo, un superávit de cuenta corriente para el primer semestre del año, ascendiente a US\$ 326.9 MM. Este resultado se debe al buen comportamiento de los ingresos por remesas familiares, los ingresos por turismo y las exportaciones totales, cuyo crecimiento de 6.0% respecto al año anterior superó el crecimiento de las importaciones totales, equivalente a un 3.7%.

En la siguiente gráfica (Gráfica 3) se observa la dinámica reciente de las importaciones energéticas y no energéticas. Resulta evidente la caída de la participación de las importaciones energéticas para los años 2015 y 2016 a causa del desplome del precio del petróleo y la parada de operaciones de la refinería. En contraste, se observa un repunte de las importaciones petroleras de 20.8%

**Gráfica 3. Importaciones Enero-Septiembre**  
(en MM de US\$)

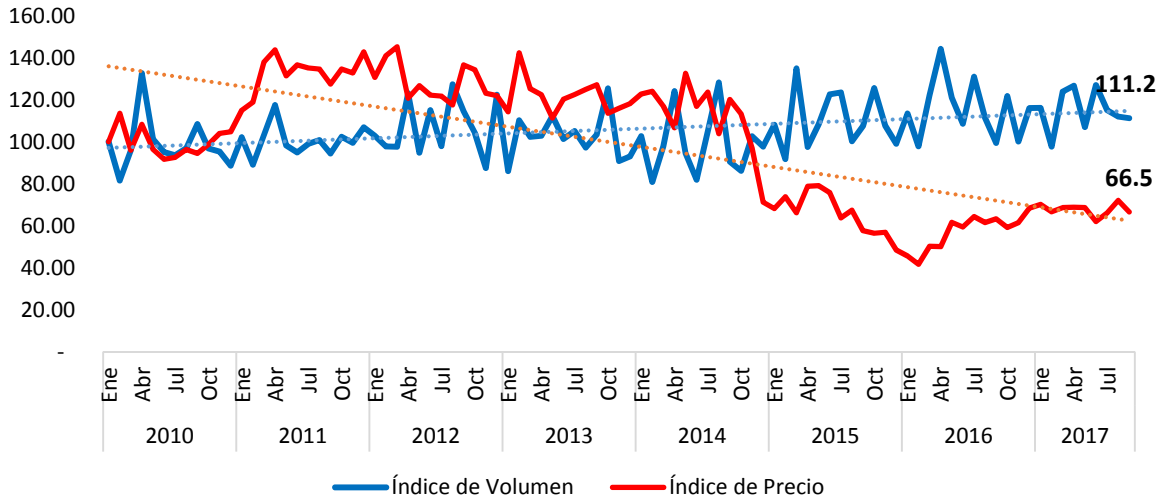


Fuente: BCRD. Elaboración propia.

respecto al mismo periodo del año anterior, aumentando en 2.5% su participación dentro del total de las importaciones totales.

Dando un paso más en la caracterización de las importaciones de petróleo y derivados, podemos observar los factores que se encuentran detrás de las recientes variaciones de la factura energética. Para esto, se construye un índice mensual del volumen de barriles de combustible importados y del precio promedio ponderado de los mismos empleando como mes base enero del 2010. Este índice nos indica que al mes de septiembre del año 2017 el nivel de precios de las importaciones de petróleo y derivados se encontraba en 66.5, es decir, 33.5% por debajo de su valor en enero de 2010. En contraste, el índice de volumen presenta una marcada tendencia positiva de crecimiento, habiendo alcanzado el nivel de 111.2 a septiembre de 2017 en comparación al mes base.

**Gráfica 4. Importaciones de Combustibles**  
(Enero 2010 = 100)



Fuente: BCRD. Elaboración propia.

Estos índices evidencian que la variación de la participación de las importaciones petroleras dentro del total de importaciones se debe a que las variaciones a la baja de los precios de importación del petróleo y sus derivados han superado las variaciones positivas del volumen de barriles importados. De esta forma se evidencia que uno de los riesgos a los que se enfrenta el país es el impacto



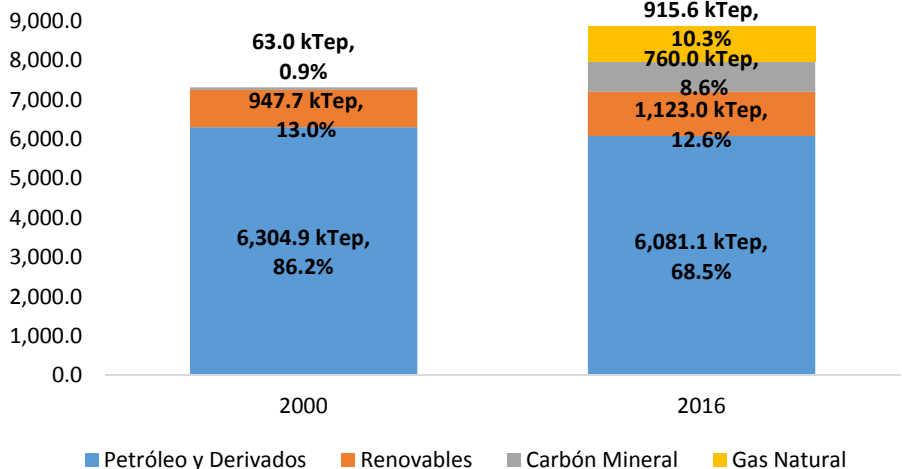
macroeconómico asociado a una recuperación de la cotización internacional de los precios del petróleo.

### 2.2.- Aspectos Energéticos

La oferta interna total de energía del país ascendió a 8,879.6 kTep para el año 2016, significando un crecimiento de 4.9% respecto a los 8,462.7 kTep del año anterior. En cuanto a su composición, el petróleo y sus derivados representa un 68.5%, el gas natural un 10.3%, el carbón mineral 8.6% y un 12.6% las fuentes renovables.

Desde el año 2000 hasta la fecha, la participación del petróleo y sus derivados en la oferta interna total de energía se ha reducido considerablemente en 17.7%. De igual forma, las fuentes renovables han presentado una ligera reducción equivalente a 0.4%, ambos desplazados por el aumento en la participación del carbón mineral y el gas natural en 7.7% y 10.3%, respectivamente. No obstante a la considerable reducción del peso del petróleo y sus derivados en la oferta energética, aún representan más de dos tercios del total.

**Gráfica 5. Oferta Energética Total  
2000 vs 2016**

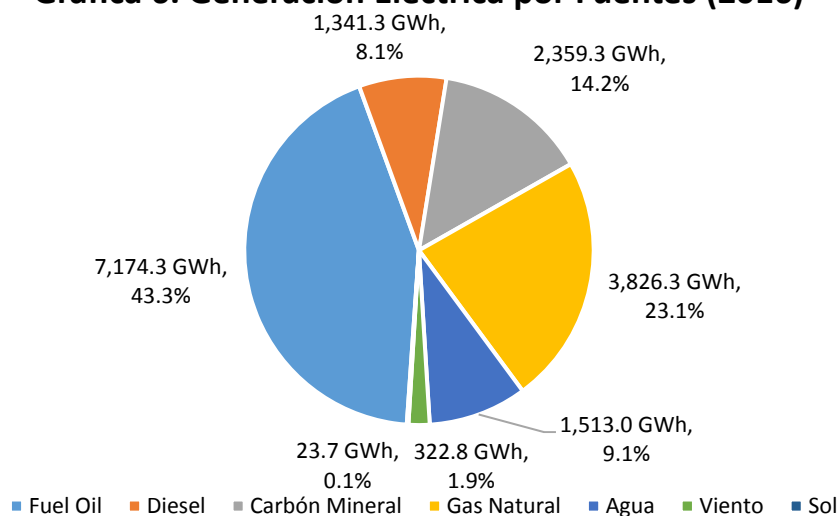


Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Balance de Energía Neta, actualizado al 5 de octubre 2017, 12:59 p.m. Elaboración propia.

Del total de la oferta interna, tanto primaria como secundaria, las importaciones representaron el 93.4% en el año 2016, ligeramente superior al promedio del 2000 al 2016 de 92.3%. Dichas importaciones se dividen, principalmente, en fuel oil (17.4%), petróleo crudo (14.3%), diésel (14.2%), gas licuado de petróleo (12.2%), gas natural (11.1%), gasolinas + alcohol (10.3%), carbón mineral (9.5%) y, en menor porcentaje, en avtur, coque, cemento asfáltico, lubricantes, biodiesel y otros, representando 11.0% en total.

Por su parte, la energía eléctrica generada por las Centrales Eléctricas del Sistema Público<sup>1</sup> del país escaló a los 16,560.7 GWh en el año 2016, distribuyéndose de la siguiente forma: 8,515.6 GWh (51.4%) a partir de petróleo y derivados, divididos en 7,174.3 GWh (43.3%) a base de fuel oil y 1,341.3 GWh (8.1%) empleando diésel, 3,826.3 GWh (23.1%) a partir de gas natural, 2,359.3 GWh (14.2%) a partir de carbón mineral y 1,859.5 GWh (11.2%) a partir de fuentes renovables, 1,513.0 GWh (9.1%) usando agua como fuente, 322.8 GWh (1.9%) a partir del viento y 23.7GWh (0.1%) empleando energía solar.

**Gráfica 6. Generación Eléctrica por Fuentes (2016)**



Fuente: Sistema de Información Energética Nacional (SIEN), Balance de Energía Neta, actualizado al 5 de octubre 2017, 12:59 p.m. Elaboración propia.

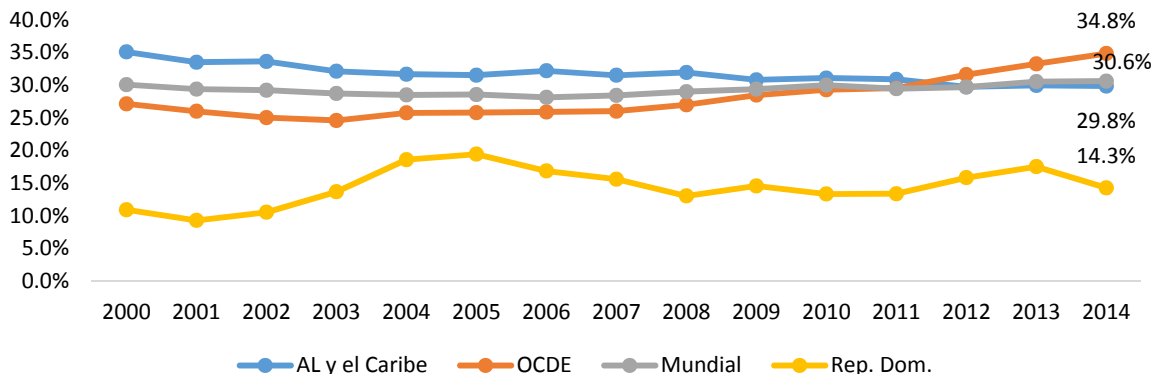
La participación de las fuentes renovables de energía para la generación eléctrica en República Dominicana dista considerablemente de los niveles internacionales.

<sup>1</sup> Contiene al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado y los Sistemas Aislados

Según datos del estudio de Seguimiento Global de Sustainable Energy for All (SE4All) liderado por el Banco Mundial (BM) y la Agencia Internacional de Energía (AIE), al 2014 la participación de fuentes renovables en la generación eléctrica mundial se encontraba en 30.6%, para los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) alcanzaba 34.8% y para América Latina y el Caribe era de 29.8%.

En cambio, la República Dominicana solo generaba un 14.3% de la energía eléctrica a partir de las mismas. La gráfica siguiente nos permite identificar el notable decrecimiento de la participación de fuentes renovables en la República Dominicana a partir del año 2005, alcanzando una reducción de 8.2% entre el 2005 y el 2016, motivada por los patrones climáticos poco favorables a pesar de que haya aumentado la capacidad instalada de 472.5 MW en 2005 a 780.9 MW en 2016.<sup>2</sup>

**Gráfica 7. Participación de Fuentes Renovables en la Generación Eléctrica (%)**



Fuente: Para RD: SIEN; Para el resto: BM y AIE. Elaboración propia.

La explotación del potencial de energía eólica, solar e hidro estimados en 30,000 MW, 50,000 MW y 1,500 MW<sup>3</sup>, respectivamente, se vuelve urgente para la consecución de los compromisos asumidos tanto en la Estrategia Nacional de Desarrollo (END) como en el Acuerdo de París de reducir en un 25% las emisiones

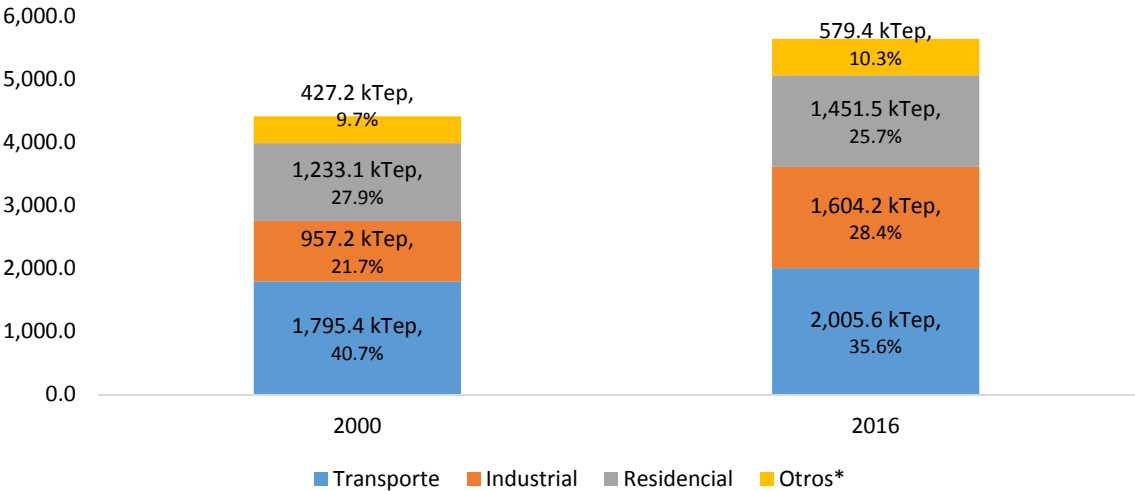
<sup>2</sup> Adicionalmente, la futura entrada en funcionamiento de generación a partir de carbón mineral de Punta Catalina no lleva a pronosticar que dicho número aumente en el corto plazo.

<sup>3</sup> Según "Contexto Energético de la República Dominicana" – CNE (2017)

per cápita de CO<sub>2</sub> para el año 2030 (de 3.6 a 2.8 toneladas per cápita) debido a que, según estimaciones del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, el 61.9% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del país son atribuidas al sector energético.

Por su parte, la demanda energética alcanzó los 5,640.7 kTep en el 2016, presentando una tasa de crecimiento anual promedio de 2.24% desde el año 2000. Se observa que el sector Transporte continua concentrando la mayor parte de la demanda energética del país, alcanzando un 35.6%. Le sigue el sector Industrial con un considerable aumento en su participación desde un 21.7% en el año 2000 hasta un 28.4% en el 2016, el sector Residencial con un 25.7% de participación y otros sectores con un 10.3%, divididos en Comercial, Servicio y Público con 7.2%, Agro, Pesca y Minería con 2.4% y Construcción con 0.7%.

**Gráfica 8. Demanda Energética Sectorial  
2000 vs 2016**



\*Otros: contiene los sectores Comercial, Servicios y Público; Agro, Pesca y Minería; Construcción y Otros.

Fuente: SIEN, Balance de Energía Neta, actualizado al 5 de octubre 2017, 12:59 p.m. Elaboración propia.

La gran participación del sector Transporte es otro de los temas a observar con mayor detenimiento. Según el informe *Parque Vehicular* publicado por la Dirección General de Impuestos Internos, a diciembre del 2016, la República Dominicana contaba con 3,854,038 vehículos, siendo el 54.4% motocicletas y 21.2% automóviles. Esta composición revela amplio espacio de mejora en eficiencia

energética, transporte público colectivo y, principalmente, la penetración de movilidad eléctrica al país.

### 3. Contexto Internacional

#### 3.1 Panorama Económico

El buen desempeño económico mundial observado durante el 2017 indica la superación de las bajas tasas de crecimiento, e incluso decrecimiento en países como Brasil y Argentina, experimentadas en el año anterior. Esta recuperación, explicada por las considerables mejoras en la inversión, el comercio y la producción industrial, solo puede ser catalogada como parcial puesto que aún se experimentan bajos niveles de inflación, bajo crecimiento para las economías avanzadas y riesgos a la baja para el mediano y largo plazo. Tomando esto en consideración, el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima un fortalecimiento de las tasas de crecimiento del producto mundial, alcanzando 3.7% para el 2017 y 3.9% para el 2018.<sup>4</sup>

<b>Tabla 1. Crecimiento Económico 2016-2018</b>			
<b>Grupo o País</b>	<b>2016</b>	<b>Estimaciones</b>	<b>Proyecciones</b>
		<b>2017</b>	<b>2018</b>
<b>Mundial</b>	3.2	3.7	3.9
<b>Economías Avanzadas</b>	1.7	2.3	2.3
Estados Unidos	1.5	2.3	2.7
Eurozona	1.8	2.4	2.2
<b>Economías Emergentes y en Desarrollo</b>	4.4	4.7	4.9
China	6.7	6.8	6.6
India	7.1	6.7	7.4
Latinoamérica y el Caribe	-0.7	1.3	1.9

Fuente: World Economic Outlook 2018 (FMI). Elaboración propia.

Las proyecciones resultan ser más optimistas para las economías emergentes y en desarrollo que para las economías avanzadas. La moderación esperada del crecimiento de las economías avanzadas, a causa del bajo crecimiento de la

<sup>4</sup> World Economic Outlook Enero. 2018 - FMI

productividad total de los factores y las condiciones demográficas adversas, se contrasta con la aceleración esperada para las economías emergentes y en desarrollo, explicado por el desempeño superior al esperado en el 2017, los procesos de reformas estructurales y el aumento del peso de los bonos de economías emergentes dentro de los portafolios de inversionistas internacionales.

Delimitando un poco más, Latinoamérica y el Caribe, tras años de tasas de crecimiento poco deseables, va dando pasos fuera de este periodo de bajo crecimiento y parece haber revertido el fuerte choque negativo de los precios de los productos básicos. Las consecuencias de este choque para la región son dicotómicas. Por una parte, los países exportadores de productos básicos energéticos, como México, Trinidad y Tobago y la mayor parte de Suramérica, han experimentado un deterioro notable en los términos de intercambio desde el inicio de la década. En cambio, los importadores netos de productos energéticos de Centroamérica y el Caribe se han beneficiado de la lenta recuperación de los productos básicos energéticos y de la mejora relativa del resto de productos básicos. Gracias a estas variaciones en términos de intercambio, el promedio ponderado del déficit de cuenta corriente de la región ha demostrado una reducción.

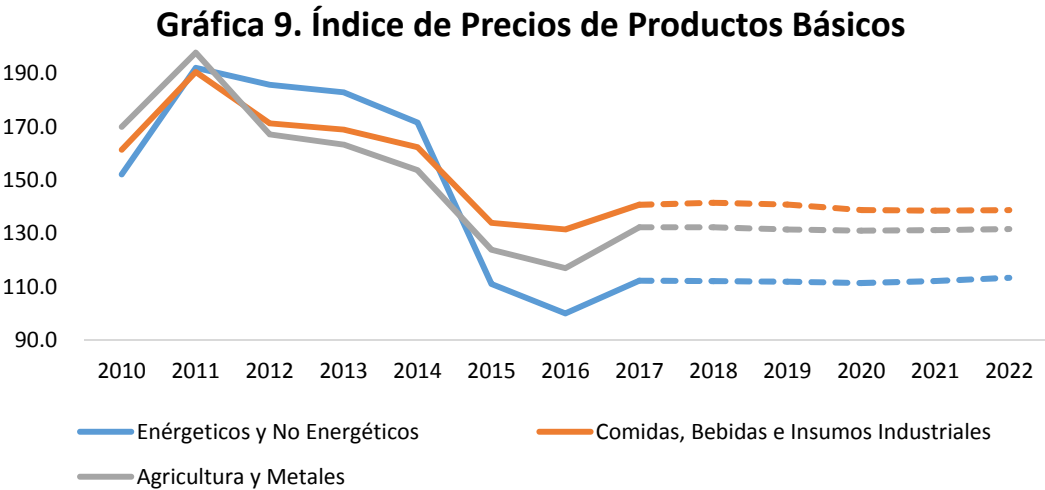
En el mediano y largo plazo, según proyecciones del World Economic Outlook publicado por el FMI, se espera que se mantengan los niveles de precios observados en el 2017.<sup>5</sup> Los pronósticos de términos de intercambio, en concomitancia con las mejoras observadas en las tasas de crecimiento de la actividad real de la región, indican que existen condiciones favorables para mantener y superar el buen desempeño mostrado recientemente.

Si bien los recientes resultados respaldan una postura optimista, reflejada por el aumento en los índices de confianza de los productores y consumidores, la incertidumbre sobre políticas comerciales de corte más proteccionista de parte de Estados Unidos y la Unión Europea, el aumento de fenómenos naturales a causa

---

<sup>5</sup> Ver gráfica 9.

del cambio climático, tensiones fiscales, riesgo de reversión del flujo de capitales hacia economías emergentes y los bajos niveles de inflación a pesar del largo periodo de tasas de política monetaria cercanas al límite natural denotan incertidumbre sobre la continuidad a mediano y largo plazo de la recuperación y el fortalecimiento del impulso observado desde inicios de 2017.



Uno de los componentes más vulnerable ante estos riesgos, es el comercio internacional. El mismo ha logrado repuntar en el primer semestre de 2017 tras considerables reducciones posteriores a la crisis financiera del 2008. La CEPAL señala como factores que explican las debilidades actuales del comercio al “bajo dinamismo de la demanda global, un menor ritmo de expansión de las cadenas globales de valor y una menor liberalización comercial, o incluso un aumento del proteccionismo”. De materializarse los riesgos anteriormente expuestos, las exportaciones de América Latina y el Caribe, cuyo reciente crecimiento se explica principalmente por la recuperación respecto al choque de precios de los productos básicos, recibiría un choque de naturaleza no transitoria en el volumen de comercio el cual comprometería la positiva dinámica reciente de crecimiento económico.

Adicionalmente, para la República Dominicana se vuelve especialmente relevante la mitigación del riesgo de reversión de flujos de capitales y su relación con las posturas frente al cambio climático. Como país hemos liderado el Caribe como

receptores de inversión extranjera directa, acaparando el 49% del total en el año 2016 y presentando una tendencia creciente desde inicios de siglo.<sup>6</sup> Sin embargo, argumentos como los expuestos por el economista Lant Pritchett<sup>7</sup>, de que las economías avanzadas solo destinarán recursos a países con objetivos medioambientales explícitos, y noticias que los respaldan, como las de Banco Mundial de no financiar más proyectos de exploración y producción de petróleo y gas a partir de 2019, pueden generar una reducción del flujo de recursos al país de no ajustarnos a los requisitos planteados.

---

<sup>6</sup> CEPAL (2017) - La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe 2017

<sup>7</sup> Pritchett, L. (2015) - Can Rich Countries Be Reliable Partners for National Development?



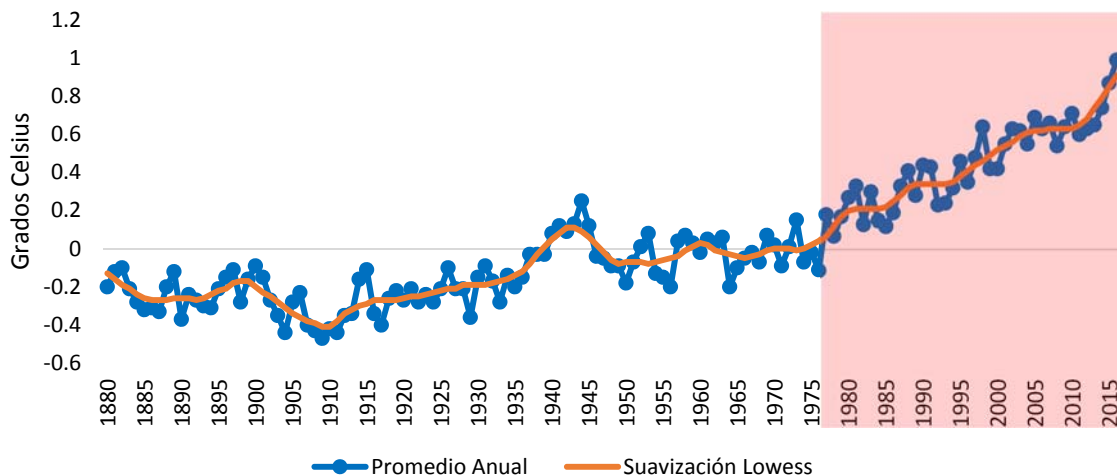
## 3.2 Panorama Energético y Tendencias Actuales

### Cambio Climático

El planeta ha experimentado un deterioro progresivo de las condiciones climáticas. Desde la revolución industrial, el aumento de la producción y la masificación del uso de tecnologías basadas en combustibles fósiles han provocado una creciente generación de gases de efecto invernadero que han superado la resiliencia natural del planeta. En los últimos años, se han experimentado eventos climáticos inesperados, tales como sequías, olas de calor, olas de frío, tornados, huracanes y otros desastres naturales que han provocado inconmensurables pérdidas humanas y económicas.

La gráfica 10, ilustra la diferencia de la temperatura global en relación a la temperatura promedio del periodo 1951-1980 con datos desde el 1880 hasta el 2016 en grados Celsius (°C). Es posible observar la tendencia creciente de la temperatura, especialmente a partir del año 1980 (sombreado en rojo). El cambio es tal que 16 de los 17 años más calientes registrados en la historia han ocurrido a partir de 2001, siendo el año 2016 el más caliente en la historia.

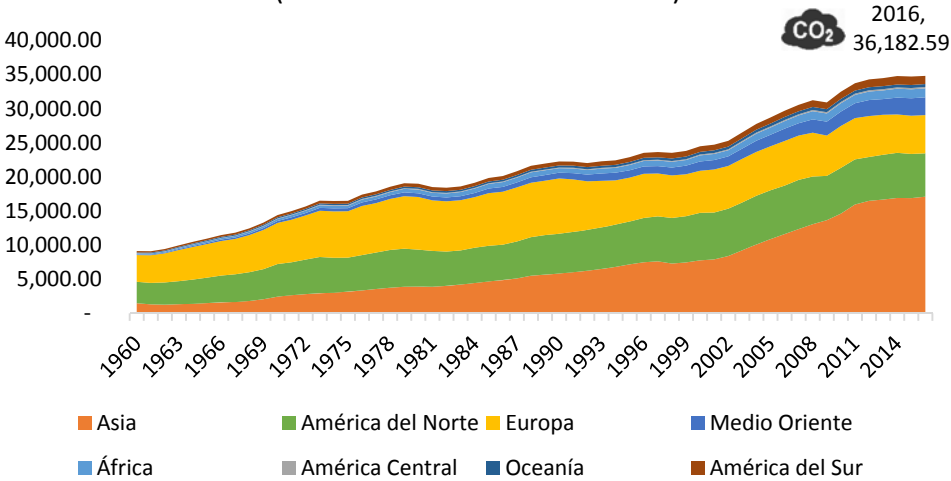
**Gráfica 10. Desvíos de la Temperatura Global**



Fuente: Global Climate Change (NASA). Elaboración propia.

La monumental cantidad de evidencia compilada ha llevado a las naciones a plantearse objetivos explícitos de lucha para mitigar los efectos y limitar el cambio climático. En noviembre de 2016, entró en vigor el acuerdo de la Conferencia de Partidos 21 (COP21, por sus siglas en inglés), mayormente conocido como el “Acuerdo de París”, el cual ha sido ratificado por 169 países, responsables del 87.8% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. A modo indicativo, se presentan debajo las emisiones de CO<sub>2</sub>, las cuales ascendieron a 36,182.59 millones de toneladas métricas en 2016.<sup>8</sup>

**Gráfica 11. Emisiones de CO<sub>2</sub>**  
(en MM de toneladas métricas)



Fuente: Global Carbon Atlas (GCA). Elaboración propia.

El objetivo principal del Acuerdo de París es limitar el aumento de la temperatura promedio mundial por debajo de los 2° C con respecto a los niveles preindustriales. El acuerdo considera el nivel de desarrollo y las necesidades de cada uno de los países. Considerando esto, existen compromisos financieros (cerca de los US\$100,000 MM a partir de 2020) y de transferencias de tecnología de parte de las economías más desarrolladas para realizar la transición hacia una economía baja en carbón. Además, se han planteado objetivos de reducción de la vulnerabilidad

<sup>8</sup> Este porcentaje contempla a Estados Unidos, causante del 14.7% de las emisiones globales, al margen de la incertidumbre de su permanencia o no en el acuerdo.

frente a los cambios climáticos y de reducción de emisión de gases de efecto invernadero.

La transición hacia una economía con bajos niveles de carbón es un proceso gradual que requiere cambios estructurales en regulación, tecnología, infraestructura y en el comportamiento de los demandantes y oferentes.<sup>9</sup> Para garantizar la consecución de los ambiciosos, mas necesarios, objetivos establecidos, se requiere la confluencia a futuro de factores relacionados a los precios y las cantidades disponibles de los energéticos, los costos de generación de electricidad, el desarrollo de las tecnologías empleadas y la penetración de movilidad eléctrica, entre otros temas que serán analizados en las subsecciones siguientes.

## **Mercados Internacionales de los energéticos**

### **Petróleo y derivados**

El año 2016 cerró con una producción de 92.2 MM de barriles diarios (bb/d), 0.49% por encima de la producción del 2015, uno de los años, junto con el 2013, con crecimientos más bajos en los niveles de producción de petróleo después de la caída en 2009 por la Gran Recesión. Esta variación se descompone en un aumento de 1.2 MM de bb/d por parte de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y una reducción de 0.8 MM de de bbl/d por parte del grupo de países no miembros de la OPEP (NO-OPEP), registrando variaciones grupales de 3.2% y -1.5%, respectivamente.

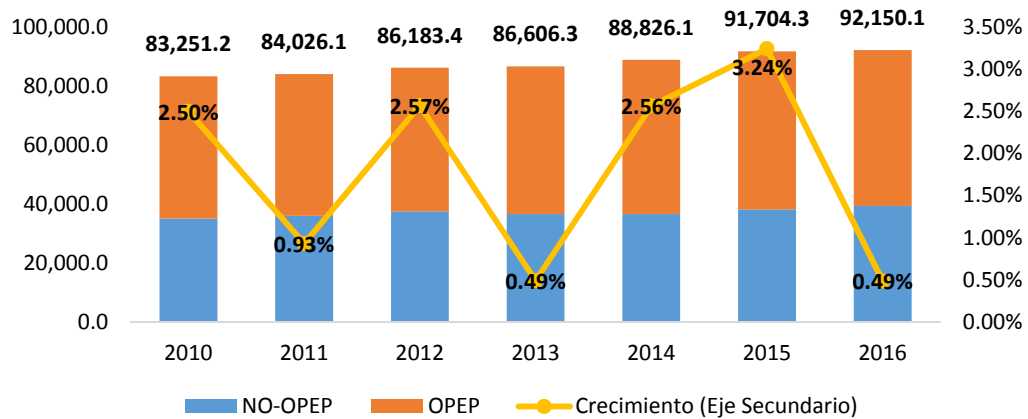
En septiembre de 2016, los países miembros de la OPEP acordaron reducir la producción en alrededor de 1.2 MM de bbl/d a partir de enero de 2017 con una duración de seis meses y posibilidad de extensión de seis meses adicionales. En noviembre de 2017, se unieron Azerbaiyán, Bahreín, Brunéi Darussalam, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Rusia, Sudán y Sudán del Sur a la OPEP para

---

<sup>9</sup> Aligning Policies for a Low-Carbon Economy – OECD, IEA, ITF & NEA

limitar los niveles de producción durante todo el año 2018, incluyendo una reunión en junio de 2018 para evaluar si las medidas han sido suficientes.

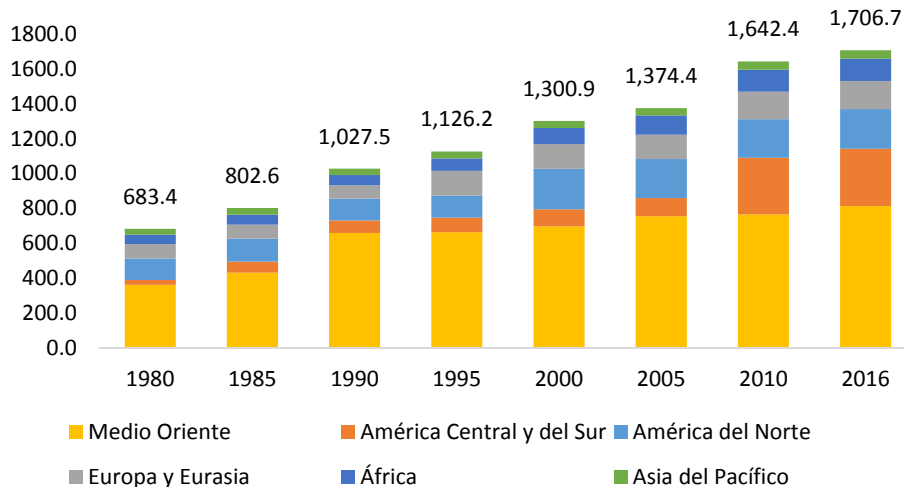
**Gráfico 12. Producción de Petróleo**  
(en miles de barriles diarios)



Fuente: BP Group, elaboración propia.

Por su parte, las reservas internacionales probadas de petróleo cerraron en 1,706.7 miles de millones de barriles. Respecto al año anterior, han registrado un crecimiento de 0.9%, el más alto del último lustro. En cuanto a su distribución, los países miembros de la OPEP poseen el 81.5%; por región, lidera Medio Oriente con un 47.7%, América Central y del Sur con un 19.2% y América del Norte con un 13.3%.

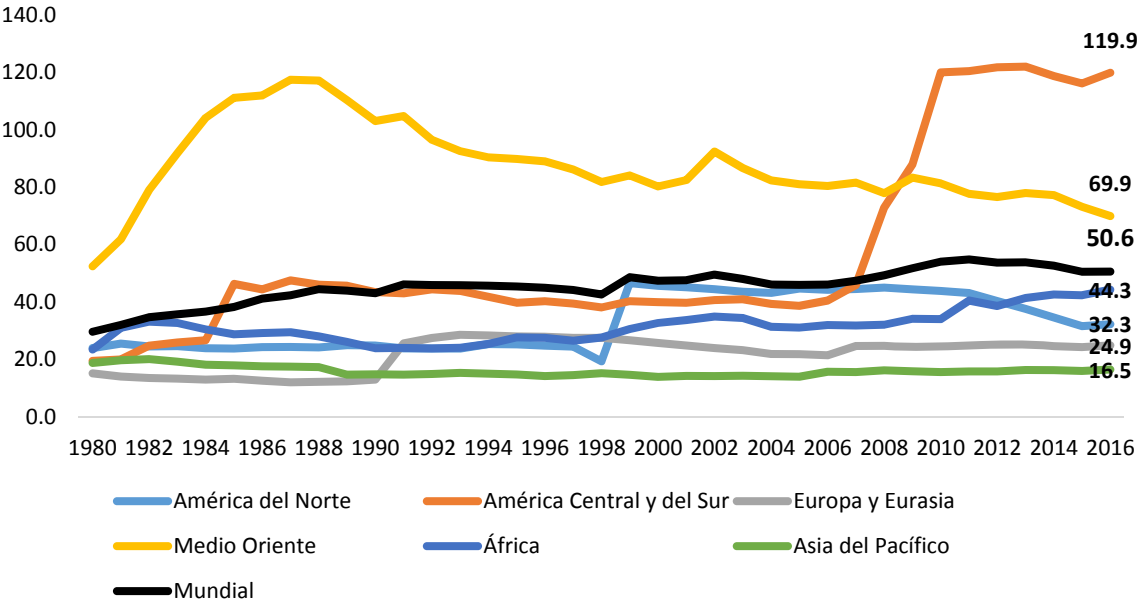
**Gráfica 13. Reservas Probadas de Petróleo**  
(miles de MM de barriles)



Fuente: BP Group, elaboración propia.

La gráfica 14 presenta el cociente entre las reservas probadas y la producción de petróleo del 2016 por zona geográfica. Este indicador se interpreta como la cantidad de años en los que las reservas pueden cubrir la producción. Este cociente indica que las reservas mundiales pueden cubrir el nivel de producción del 2016 durante 50.6 años. Adicionalmente, se observa un constante decrecimiento del cociente reservas-producción para el Medio Oriente y, en contraste, un acelerado crecimiento para América Central y del Sur, finalizando en 69.9 y 119.9 años, respectivamente.

**Gráfica 14. Reservas/Producción de Petróleo**

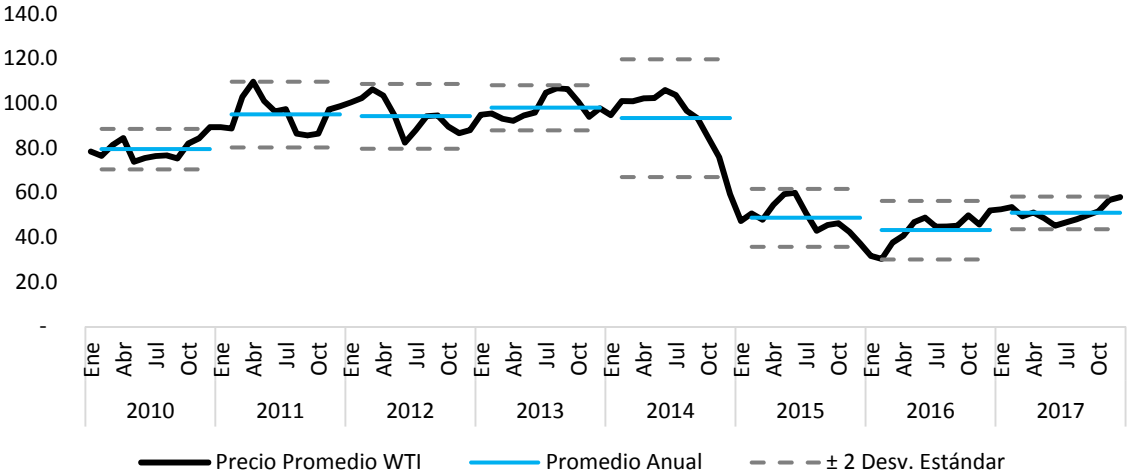


Fuente: BP Group, elaboración propia.

El precio promedio mensual del crudo de World Texas Intermediate (WTI) cerró el 2017 en US\$57.9 por barril, siendo cotizado a US\$60.5 el último día del año. Es posible observar que el precio ha experimentado una leve recuperación, después de haber llegado al precio mínimo de US\$30.3 por barril en febrero de 2016, a causa de las antemencionadas reducciones de los niveles de producción. Por segunda vez, desde el año 2000, se ha registrado un semestre con tasas de crecimiento positivas del precio promedio mensual en cada uno de los meses.

En términos de volatilidad, el año 2017 fue el año que registró menor dispersión de toda la década, con una desviación estándar de 3.7, y el tercer coeficiente de variación más bajo con un 7.2%, después del año 2013 con 5.2% y el 2010 con 5.7%. Es relevante señalar que este coeficiente de variación es menor que la mitad del coeficiente de variación registrado en el año 2016 (15.2%). Esto, aunado a la continuidad de las medidas acordadas por los países productores de petróleo, aumenta la confianza de los inversionistas que mantienen acciones de crudo en su portafolio y, por consiguiente, alienta la inversión en proyectos relacionados.

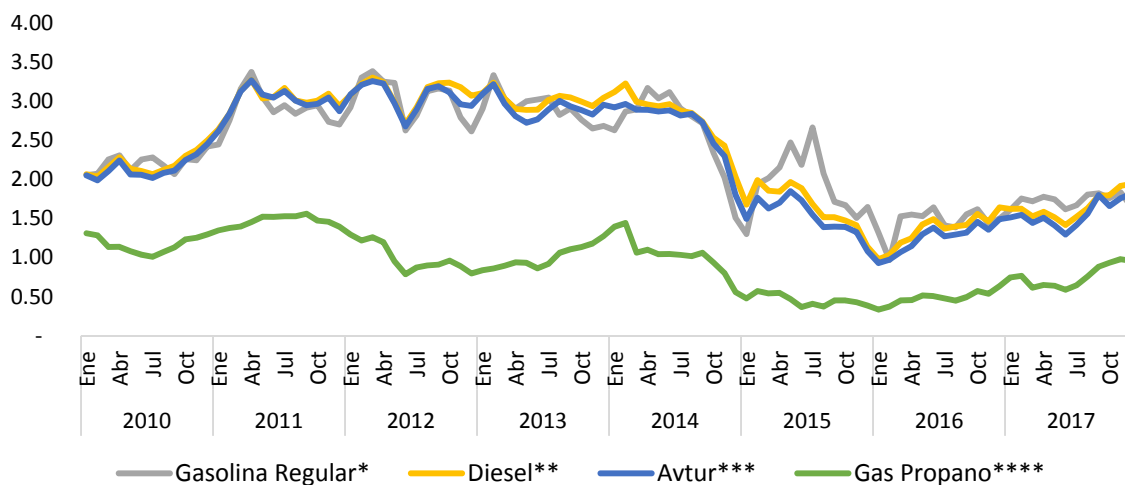
**Gráfica 15. Precio Promedio WTI**  
(en US\$ por barril)



Fuente: EIA, elaboración propia.

La gasolina regular, el diésel y el avtur mantuvieron la brecha frente al precio del crudo y cerraron el año en un 80.0%, 94.1% y 88.6% de su valor a inicios del 2010, respectivamente. Por su parte, el gas propano producto del cracking se situó en un 72.9% de su valor a inicios de la década. En términos nominales, el precio promedio de estos derivados por galón se encuentra en US\$1.65 para la gasolina regular, US\$1.94 para el diésel, US\$1.82 para el avtur y US\$0.96 para el gas propano.

**Gráfica 16. Precio Derivados de Petr6leo**  
(d6lares por gal6n)



Fuente: BP Group, elaboraci6n propia.

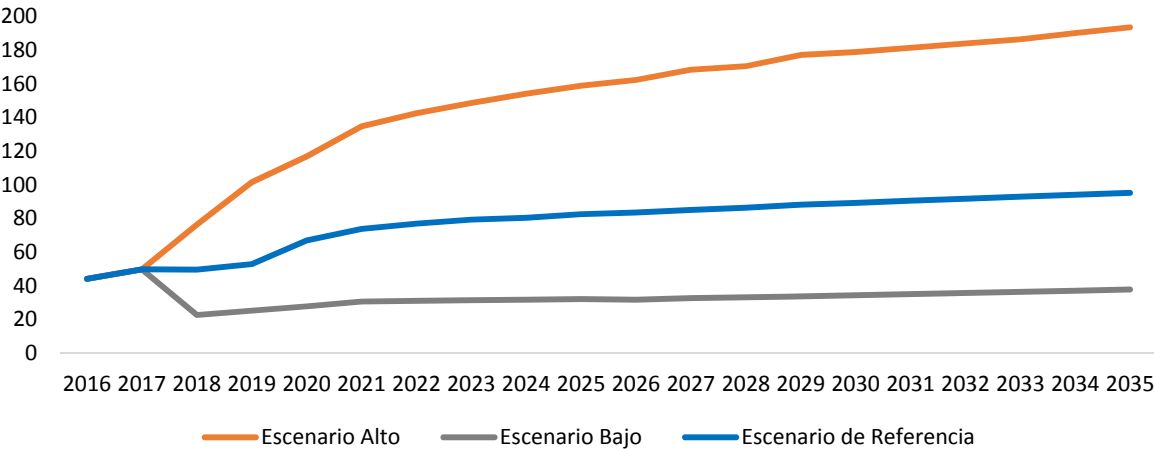
\* Precio Spot Los Angeles RBOB; \*\* Precio Spot New York Harbor N°2; \*\*\* Precio Spot FOB Costa del Golfo Jet Fuel tipo kerosene; \*\*\*\* Precio Spot FOB de Mont Belvieu.

La Administraci6n de Informaci6n de Energía de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en ingl6s), en el Annual Energy Outlook 2018, realiza pron6sticos detallados de oferta, demanda y precios de cada uno de los energ6ticos asumiendo distintos escenarios como desviaciones de un caso de referencia. En el escenario de referencia, la cotizaci6n del barril de crudo del West Texas Intermediate (WTI) crece a una tasa anualizada de 3.7% entre el a1o 2017 y 2035, alcanzando valores nominales cercanos a los 95 d6lares por barril para el final del per6odo. Como se observa gráficamente, el precio reacciona al aumento de la demanda por parte de los países NO-OCDE a pesar de las presiones a la baja, hasta el a1o 2019, generadas por la expansi6n de la producci6n estadounidense.

El escenario bajo asume que los aumentos de la inversi6n en exploraci6n y producci6n de los países miembros de la OPEP y reducciones en la demanda de los NO-OCDE impulsarán una caída del precio hasta 22.6 d6lares en el a1o 2018 y una posterior recuperaci6n a una tasa anualizada de crecimiento de 3.1% entre el 2019 y el 2035, colocándose en 37.7 d6lares al cierre del intervalo considerado.

Finalmente, el escenario alto se asumen disminuciones en la producción de la OPEP, alto crecimiento de la demanda de los NO-OCDE, aumento de la demanda por derivados y una oferta limitada de combustibles líquidos el precio hasta 76.3 dólares en el 2018, llegando a 193.6 dólares por barril para el año 2035. En términos de crecimiento, la tasa anualizada promedio entre el 2017 y el 2035 es de 7.8%.

**Gráfica 17. Proyecciones Precio West Texas Intermediate (WTI)**  
(US\$ del 2017 por barril)



Fuente: Annual Energy Outlook 2018 (EIA). Elaboración propia.

A partir de estas proyecciones, la EIA realiza pronósticos de precios nominales promedio para todos los usuarios de Estados Unidos de productos derivados del petróleo y otros energéticos relevantes (gas natural, carbón metalúrgico y otro carbón). La tabla 2 presenta la tasa de crecimiento anualizada desde el año 2017 hasta el 2035 de los precios de los energéticos para cada uno de los escenarios.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Es importante señalar que, si bien los precios presentados corresponden a usuarios dentro del territorio estadounidense y, por ende, diferirá del precio en República Dominicana, la tasa de crecimiento de los mismos permanece ofreciendo información del comportamiento de los precios internacionales de los energéticos.



<b>Tabla 2. Tasa de Crecimiento Anualizada de Precios (2017-2035)</b>		
<b>Energético</b>	<b>Escenario</b>	<b>Tasa</b>
Gas Propano	Bajo	1.7%
	Base	3.3%
	Alto	6.0%
Gasolina de Motor	Bajo	1.3%
	Base	4.2%
	Alto	7.6%
Avtur	Bajo	1.4%
	Base	5.8%
	Alto	10.2%
Fuel Oil (Destilado)	Bajo	1.3%
	Base	4.6%
	Alto	8.3%
Fuel Oil (Residual)	Bajo	0.6%
	Base	5.6%
	Alto	10.3%
Gas Natural	Bajo	3.0%
	Base	3.5%
	Alto	4.7%
Carbón Metalúrgico	Bajo	2.6%
	Base	2.9%
	Alto	3.8%
Otro Carbón	Bajo	2.1%
	Base	2.8%
	Alto	4.0%

Fuente: Annual Energy Outlook 2018 (EIA). Elaboración propia.

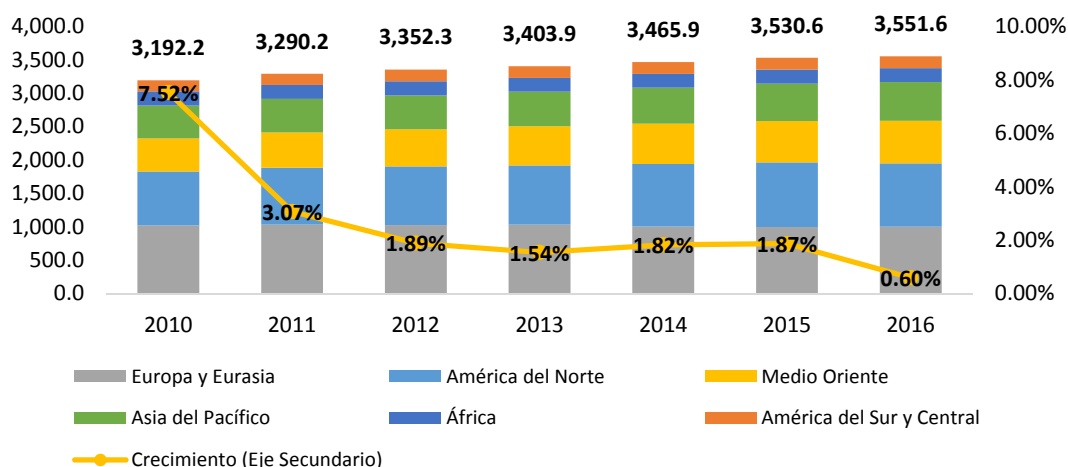
Como es posible observar, los energéticos con pronósticos de aumento de precios más acelerado, independientemente del escenario seleccionado, son el fuel oil residual y destilado, avtur, gasolina de motor y gas natural, precisamente los energéticos que, junto al crudo, representan mayor porcentaje de las importaciones totales de energía del país.

### Gas Natural

La producción de gas natural cerró el 2016 en 3,551.6 miles de MM de metros cúbicos, 21,012.7 MM de m<sup>3</sup> (0.6%) por encima del año anterior. Esta tasa de crecimiento es la más baja, junto con la caída de -2.79% durante la crisis subprime,

que se ha registrado en este siglo. En cuanto a la distribución regional de la producción, Europa y Eurasia produjeron el 28.2% de la producción mundial, América del Norte el 26.7%, Medio Oriente el 18.0%, Asia del Pacífico el 16.3%, África el 5.9% y América del Sur y Central el 5.0%.

**Gráfica 18. Producción de Gas Natural  
(en miles de MM de m<sup>3</sup>)**

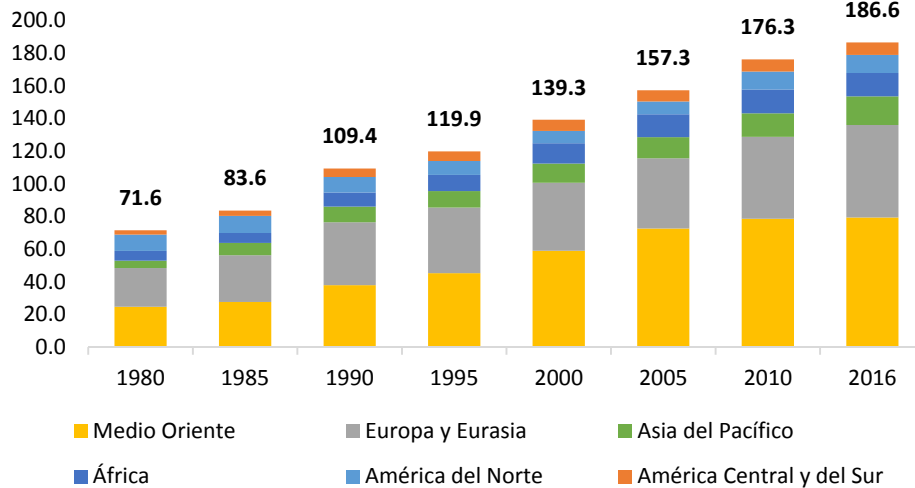


Fuente: BP Group, elaboración propia.

En una perspectiva más desagregada, destaca el crecimiento de la producción de Australia que, gracias al inicio del funcionamiento del proyecto Gorgon, aumentó en 18,531 MM de m<sup>3</sup> (25.5%) su producción anual. En contraste, Estados Unidos, después de 10 años de crecimiento, redujo su producción en 16,995.6 MM de m<sup>3</sup> (-2.2%).

Por su parte, las reservas probadas de gas natural cerraron el 2016 en 186.6 billones de m<sup>3</sup>, 1.2 billones de m<sup>3</sup> (1.2%) más que el año anterior. Del total de reservas, el 42.5% se encuentra en Medio Oriente (siendo más del 40% perteneciente a Irán), 30.4% en Europa y Eurasia, 9.4% en Asia del Pacífico, 7.6% en África, 6.0% en América del Norte y el restante 4.1% en América Central y del Sur.

**Gráfico 19. Reservas Probadas de Gas Natural  
(billones de m<sup>3</sup>)**

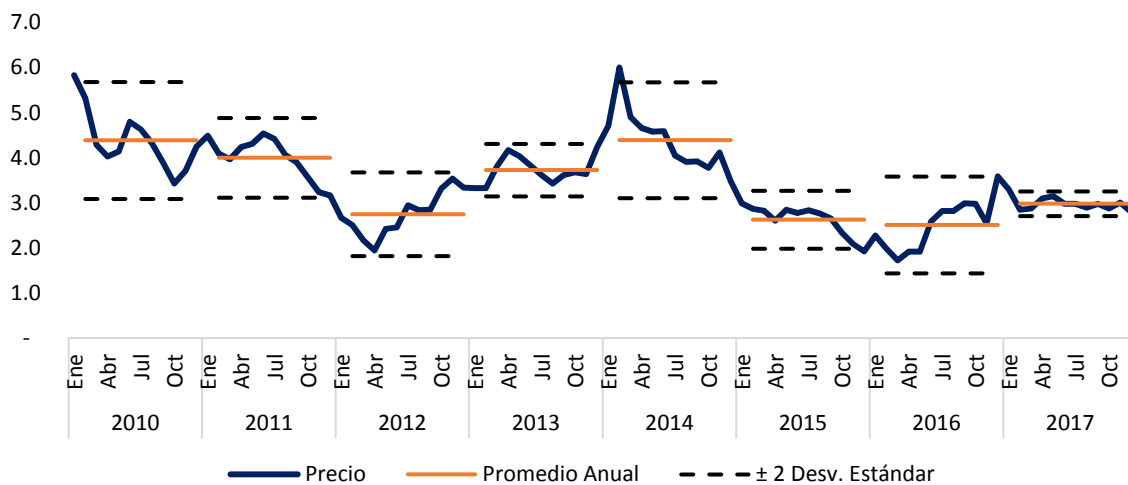


Fuente: BP Group, elaboración propia.

El cociente reservas probadas entre producción señala que las reservas actuales pueden cubrir durante 52.5 años los niveles de producción de gas natural del 2016. Para este año presentó un aumento prácticamente nulo de 0.01 años, sin embargo, es la primera vez desde el año 2012 que este cociente no reduce. Por región, el Medio Oriente presenta el cociente más elevado, a pesar de venir reduciéndose a una tasa anualizada de -4.7 desde 1980, y América del Norte presenta el menor cociente, siendo 124.4 y 11.7 años, respectivamente.

El precio promedio mensual de mercado del gas natural del Henry Hub se encontraba en US\$2.8 por MM de BTU, representando una reducción en -7.0% respecto al mes anterior y -22.0% respecto al mismo mes del año anterior. En términos de promedio anual, el precio promedio del año 2017 fue de 2.98, superando el promedio anual del año 2016 de 2.52 en un 18.7% y del año 2015 de 2.63 en un 13.5%. Sin embargo, este se mantiene considerablemente por debajo (-32.0%) del registrado en 2014 de 4.39, el más alto de la década.

**Gráfica 20. Precio del Gas Natural Henry Hub**  
(en US\$ por MM de BTU)



Fuente: EIA, elaboración propia.

En lo que respecta a la dispersión del precio, el año 2017 fue el año con menor desviación estándar (0.14) y menor coeficiente de variación (4.6%) de todo el siglo XXI. Ambos valores se encuentran cercanos a la cuarta parte de los exhibidos en el año anterior, siendo 21.4% y 25.4% respectivamente.

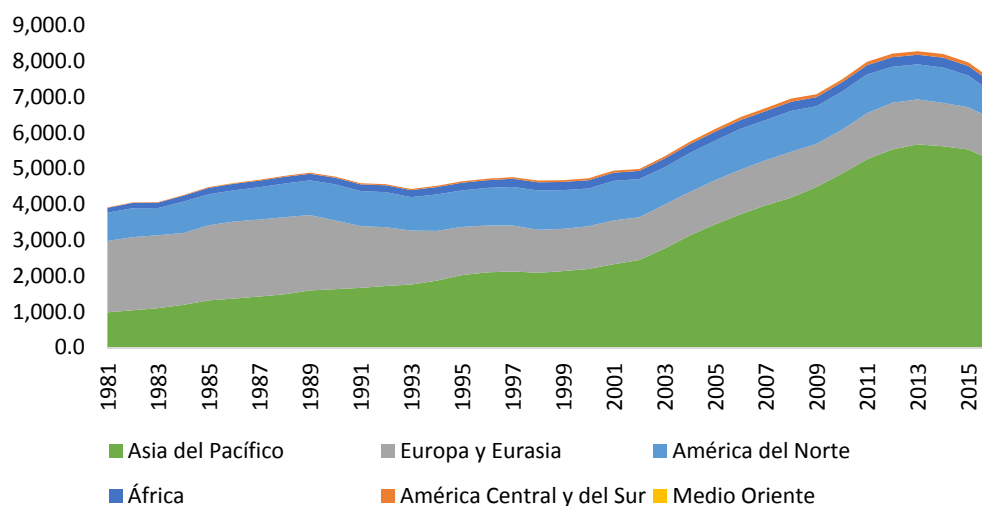
La EIA proyecta que la cotización del gas presentará tasas de crecimiento positivas marginalmente decrecientes, estableciéndose en US\$ 4.26/MMBtu del 2029 al 2035, en el escenario de referencia. En términos de crecimiento anualizado, el escenario de referencia pronostica una tasa de crecimiento de 1.9%, mientras que los escenarios de bajo y alto precio del petróleo manifiestan tasas de 1.6% y 2.8%, respectivamente.

### Carbón

En los últimos años, los evidentes efectos del cambio climático han instado el surgimiento de una conciencia medioambiental global, que se ha concretado en acuerdos y objetivos nacionales de reducir la participación del carbón en la matriz energética. Las metas de convertirse en economías bajas en carbón se han traducido en caídas de la demanda y de la oferta. Después de haber alcanzado el

máximo nivel de producción mundial en el 2013, se han registrado reducciones constantes en los volúmenes de producción. Durante el año 2016, la producción cayó en 500.8 millones de toneladas respecto al año 2015, un 6.2%. En particular, los dos mayores productores, China y Estados Unidos, registraron reducciones inéditas de 7.9% y 19.0%, respectivamente. Aunándose a la antología de hechos del 2016, en Reino Unido, en abril, se cumplió el primer día libre de carbón en la historia en el sector.<sup>11</sup> Por estos motivos, las reservas actuales de carbón podrían cubrir más de 150 años de producción, superando los 300 años para América del Norte y América Central y del Sur.

**Gráfico 21. Producción de Carbón**  
(en MM de TEP)



Fuente: BP Group, elaboración propia.

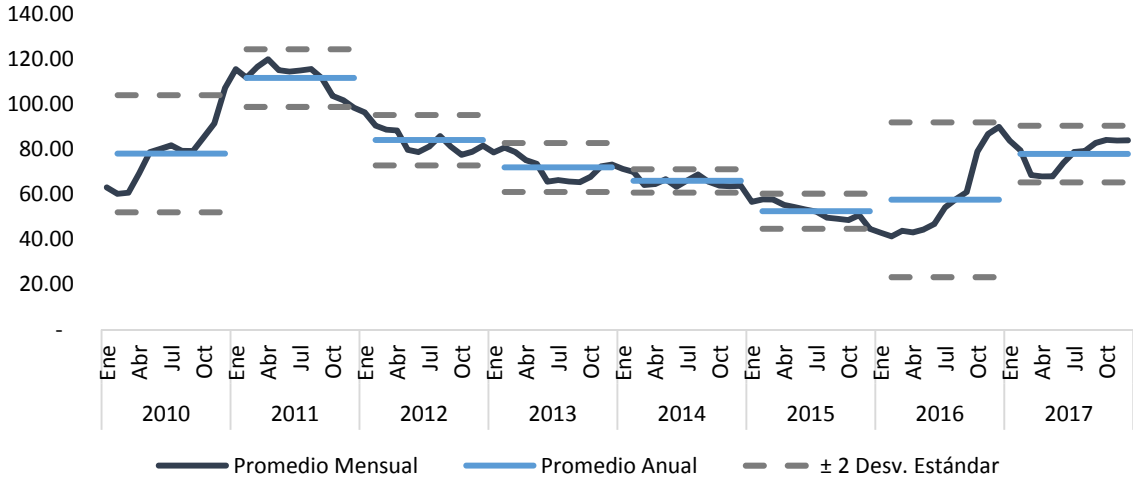
Los compromisos ambientales han llevado a reducciones en ambos lados de las fuerzas del mercado, sin embargo, el decrecimiento de la oferta mundial para el año 2016 (-5.9%) superó considerablemente el decrecimiento de la demanda (-1.4%), presionando el alza de los precios. Como se observa en la gráfica siguiente, el precio promedio del carbón<sup>12</sup> ha aumentado en los últimos dos años después de reducir monotónicamente desde el 2011 hasta el 2015.

<sup>11</sup> BP Group

<sup>12</sup> Precio promedio mensual del carbón FOB en Colombia publicado por el Banco Mundial.

El precio promedio anual del carbón del año 2017 alcanzó los US\$77.8 por tonelada métrica, siendo de US\$83.9 para el último mes. Este promedio supera en 35.2% el precio de US\$57.6 del año 2016. En términos de dispersión, la desviación estándar del 2017 fue de 6.28% y la brecha entre el mínimo (68.0) y el máximo (US\$84.1) de 16.1, notablemente menor a la brecha de US\$48.4 del año 2016. De igual forma, el coeficiente de variación fue de 8.1% en el 2017 y de 29.8% para el 2016.

**Gráfico 22. Precio del Carbón**  
(en US\$ por tonelada métrica)



Fuente: Banco Mundial, elaboración propia.

**Costos de Generación por Tecnología**

Otro aspecto de vital importancia en el pronóstico energético de mediano y largo plazo es el costo de las tecnologías empleadas en la generación eléctrica. Para poder comparar el costo de generación de electricidad entre diferentes tecnologías y diferentes fuentes energéticas se emplea una medida conocida como costo nivelado de la electricidad (“Levelised Cost of Electricity” o “LCOE”, por sus siglas en inglés). Esta medida toma en cuenta los costos de instalación (inversión inicial y endeudamiento, los costos de aseguramiento y de operación y mantenimiento durante la vida del proyecto y se expresa por kilovatio por hora

(kWh) de energía a ser producido por dicha tecnología. Esta métrica aunada con los precios de los energéticos permite comprender la viabilidad económica de una tecnología de generación por fuente frente a otra.

El aspecto más relevante a mencionar es la inesperada velocidad a la que se han reducido los LCOE de las tecnologías que emplean fuentes renovables de energía en los últimos años. Adnan Amin, director general de la Agencia Internacional de Energía Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), señala en el informe “Renewable Power Generation Costs in 2017” que los módulos solares fotovoltaicos se han reducido a un 80% de su costo en 2009 y el costo de la electricidad a partir de estas fuentes ha caído en un 75% entre 2010-2017, el precio de las turbinas eólicas se ha reducido a la mitad en el mismo periodo y el costo de la electricidad a partir de fuente eólica en tierra se ha reducido en un cuarto desde el 2010.

En la siguiente gráfica, IRENA presenta la comparativa del LCOE para tecnologías asociadas a fuentes renovables. Las barras de colores comprenden el máximo y el mínimo de los costos nivelados por tecnología para los años 2000 y 2016, la línea negra en cada barra representa el LCOE promedio en cada caso y la zona gris comprende el mínimo y el máximo de los costos nivelados de generación a partir de fuentes derivadas del petróleo.<sup>13</sup>

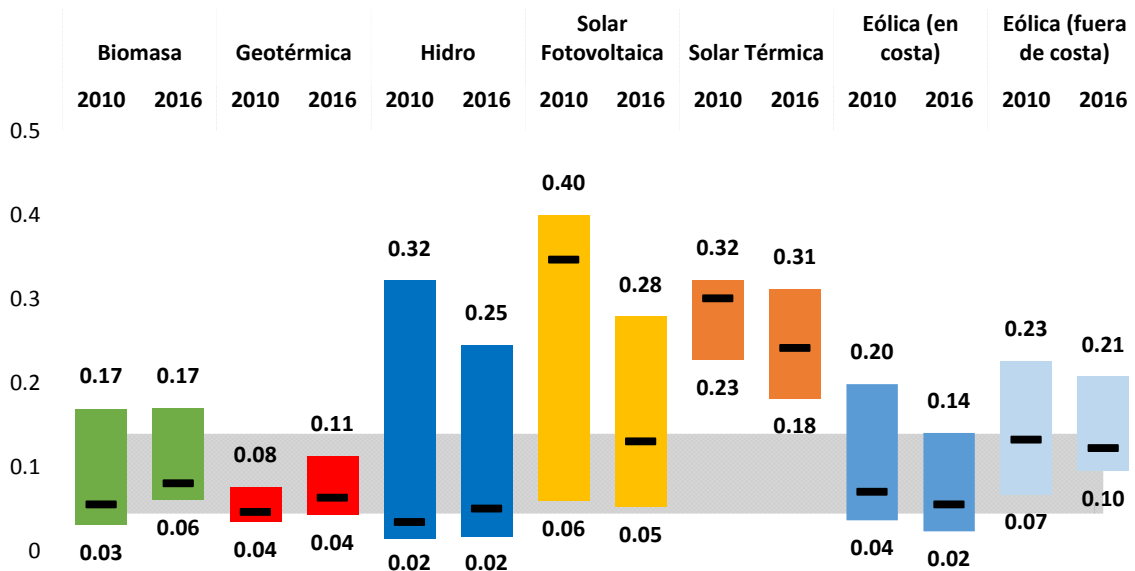
Como es posible observar, todos los LCOE, exceptuando los de geotérmica, han presentado importantes reducciones en el máximo de costos, destacando la reducción de solar fotovoltaica (-30.3%), eólica (en tierra) (-29.1%) e hidro (-23.6%). Pero más relevante aún es que, exceptuando solar térmica, todos los LCOE a partir de fuentes renovables se encuentran dentro del rango de costos de las tecnologías que emplean fuentes derivadas de petróleo. Es decir, la generación a

---

<sup>13</sup> IRENA asume que el costo real del capital es de 7.5% para los países miembros de la OECD y China y 10% para el resto del mundo.

partir de fuentes renovables se ha vuelto competitiva en términos de costos para el año 2016.

**Gráfico 23. Costos Nivelados de Generación Eléctrica**  
(en US\$ por kWh)



Fuente: IRENA.

IRENA (2018) identifica como principales motores de la notable reducción de costos al avance tecnológico, las contrataciones y subastas competitivas y la considerable experiencia adquirida por los desarrolladores de proyectos medianos y grandes. La confluencia de estos tres factores ha permitido que la generación renovable pueda competir frente a la generación fósil y solo se espera que se mantenga esta dinámica en los años venideros.

Las ofertas aceptadas en subastas internacionales para proyectos de generación renovable con fecha de inicio en el 2022 exponen implicaciones en dos vías. En primer lugar, la férrea apuesta por el aumento del uso de fuentes renovables de energía conforme a los objetivos asumidos a partir de la COP21 y, en segundo lugar, las considerables reducciones de costos esperadas por los oferentes en un plazo inferior a 5 años.



Las siguientes tablas muestran las proyecciones realizadas por la EIA de los LCOE promedio por MWh de plantas entrantes en servicio en 2022 y en 2040 para Estados Unidos, así como su descomposición por tipo de costo. No es nimio resaltar que las estimaciones se refieren a costos de capital, operación y mantenimiento (O&M), combustibles e inversión en transmisión para plantas estadounidenses. Como el costo de capital, por motivos de riesgo país y de disponibilidad de crédito, los O&M, por el costo adicional de importación y transporte de los combustibles, y la inversión en transmisión son más caras en economías en vías de desarrollo se pueden interpretar estos datos, en términos prácticos, como un límite inferior.

Para el año 2022, las plantas con menor costo nivelado son la geotérmica con US\$46.5/MWh, ciclo combinado avanzado con US\$56.5/MWh, ciclo combinado convencional con US\$57.3/MWh, eólica (en tierra) con US\$63.7/MWh e hidroeléctrica con US\$66.2/MWh. Las plantas con LCOE más elevados son las plantas de carbón con sistemas de captura de carbono<sup>14</sup> y almacenamiento al 90% y al 30% con LCOE de US\$123.2/MWh y US\$140.0/MWh, respectivamente, eólica (fuera de costa) con US\$157.4/MWh y solar térmica con US\$242.0/MWh.

Al analizar la descomposición del LCOE para el año 2022 se observa que el mayor componente del costo suele ser el costo del capital para la mayor parte de tipos de plantas. Sin embargo, las plantas de encendido con gas natural presentan costos de capital muy bajos, tanto en términos nominales como relativos, y tienen como mayor componente los costos variables de operación y mantenimiento. En contraste, el promedio de los costos fijos de O&M de las plantas con fuentes renovables triplican, en términos nominales, el promedio de costos fijos de O&M del resto de plantas.

---

<sup>14</sup> Debido al Acta de Aire Limpio de Estados Unidos, las plantas convencionales de carbón tienen que ser construidas sin sistemas de captura de carbono para lograr los objetivos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Tabla 3. LCOE Promedio de Plantas Entrantes en Servicio en 2022 (2016 US\$/MWh)						
Tipo de Planta	Factor de Capacidad (%)	Costo Nivelado del Capital	O&M Fijos	O&M Variables	Inversión en Transmisión	LCOE Total
<b>Carbón (CCS 30%)</b>	85	0.09	0.01	0.03	0.00	0.14
<b>Carbón (CCS 90%)</b>	85	0.08	0.01	0.03	0.00	0.12
<b>Encendido de Gas Natural</b>						
Ciclo Combinado Convencional	87	0.01	0.00	0.04	0.00	0.06
Ciclo Combinado Avanzado	87	0.02	0.00	0.04	0.00	0.06
Ciclo Combinado Avanzado (con CC y CCS)	87	0.03	0.00	0.05	0.00	0.08
Turbina de Combustión Convencional	30	0.04	0.01	0.06	0.00	0.11
Turbina de Combustión Avanzada	30	0.03	0.00	0.06	0.00	0.09
<b>Geotérmica</b>	91	0.03	0.01	0.00	0.00	0.05
<b>Biomasa</b>	83	0.04	0.02	0.04	0.00	0.10
<b>Eólica (en costa)</b>	39	0.05	0.01	0.00	0.00	0.06
<b>Eólica (fuera de costa)</b>	45	0.13	0.02	0.00	0.00	0.16
<b>Solar Fotovoltaica</b>	24	0.07	0.01	0.00	0.00	0.09
<b>Solar Térmica</b>	20	0.19	0.04	0.00	0.01	0.24
<b>Hidroeléctrica</b>	59	0.06	0.00	0.00	0.00	0.07

Fuente: Annual Energy Outlook (2017) EIA, elaboración propia.

Según las proyecciones de EIA, para el año 2040 aumentarán los costos nivelados de la generación geotérmica (19.0%) y de tres de las tecnologías de encendido con gas natural, como son el ciclo combinado convencional (4.5%), el ciclo combinado avanzado (3.1%) y las turbinas de combustión convencional (1.8%), mientras que el resto presentará reducciones de 12.0% en promedio, con un mínimo -0.6% y un máximo de -22.5%. Las tecnologías de generación más rentables en términos de costos nivelados pasarán a tener los siguientes costos: geotérmica tendrá un LCOE de US\$57.4/MWh, eólica (en tierra) con US\$57.6/MWh, ciclo combinado avanzado con US\$58.3/MWh, ciclo combinado convencional con US\$60.0/MWh, e hidroeléctrica con US\$62.4/MWh.

En cuanto a la composición, se puede notar que las variaciones de ponderación de los componentes son fruto de una reducción generalizada de los costos de capital, principalmente en las plantas de carbón y plantas con encendido de gas natural, aumento de los costos fijos de O&M de la generación renovable, un considerable aumento de los costos variables de O&M en el grupo de generación con encendido de gas natural y un moderado aumento en la inversión en transmisión de las plantas de carbón y las fuentes renovables de energía.

Tabla 4. LCOE Promedio de Plantas Entrantes en Servicio en 2040 (2016 US\$/MWh)						
Tipo de Planta	Factor de Capacidad (%)	Costo Nivelado del Capital	O&M Fijos	O&M Variables	Inversión en Transmisión	LCOE Total
<b>Carbón (CCS 30%)</b>	85	77.7	9.3	34.6	1.2	122.8
<b>Carbón (CCS 90%)</b>	85	63.9	10.8	34.4	1.2	110.3
<b>Encendido de Gas Natural</b>						
Ciclo Combinado Convencional	87	11.8	1.4	45.6	1.2	60
Ciclo Combinado Avanzado	87	12.6	1.3	43.2	1.2	58.3
Ciclo Combinado Avanzado (con CC y CCS)	87	22.4	4.4	53.9	1.2	81.9
Turbina de Combustión Convencional	30	34.5	6.6	66.8	3.5	111.4
Turbina de Combustión Avanzada	30	19.6	2.6	67.7	3.5	93.4
<b>Geotérmica</b>	92	35.6	20.3	0	1.5	57.4
<b>Biomasa</b>	83	37.1	15.2	37.5	1.3	91
<b>Eólica (en costa)</b>	41	41.7	13.1	0	2.7	57.6
<b>Eólica (fuera de costa)</b>	45	104.4	19.6	0	4.9	128.8
<b>Solar Fotovoltaica</b>	24	54.5	10.5	0	4.4	69.4
<b>Solar Térmica</b>	20	154.2	44	0	6.1	204.3
<b>Hidroeléctrica</b>	57	52.5	3.5	4.6	1.8	62.4

Fuente: Annual Energy Outlook (2017) EIA, elaboración propia.

Es relevante señalar que los costos nivelados de generación no son el único factor evaluado al momento de decidir la tecnología a ser empleada. Por ejemplo, a la luz de los recientes compromisos medioambientales, los esfuerzos internacionales se han encausado hacia la generación renovable, no obstante, su factibilidad al momento de implementarla depende del desempeño de tecnologías independientes en su totalidad al proceso de generación, como los abordados en la próxima sección.

## Almacenamiento de Energía y Movilidad Eléctrica

El aumento de la participación de fuentes renovables de energía en las matrices de generación mundiales es de esperar a causa de la reducción de costos presentada en la sección anterior y de los esquemas de incentivos establecidos para cumplir los objetivos de transición hacia economías bajas en carbón. Sin embargo, existen factores adicionales que restringen la penetración de energías renovables, siendo el almacenamiento eléctrico y la movilidad eléctrica algunos de estos.

El abaratamiento y avance tecnológico del almacenamiento eléctrico es un factor primordial, en especial en economías emergentes que, por motivos geográficos o de costos, emplean habitualmente el recurso de desarrollar sistemas aislados. El almacenamiento eléctrico gana relevancia a causa de que las fuentes renovables de energía, como el sol, el viento y la marea, no pueden ser controladas a total disposición de la central eléctrica, generando restricciones del lado de la oferta que no siempre pueden ser previstas. Para poder suplir las variaciones de la demanda eléctrica en situaciones climatológicas adversas para la generación renovable es necesario recurrir al almacenamiento de la electricidad en los periodos en los que la oferta supera la demanda.

Las ventajas que ofrece el almacenamiento eléctrico no se limitan a la nivelación entre oferta y demanda. Adicionalmente, el almacenamiento puede servir para regulación, reducción de costos agregados de generación, servicios de infraestructura de transmisión o de distribución, calidad y confianza de la potencia, mantenimiento de la carga, sistemas solares para hogares, mini-grids o movilidad eléctrica, acelerando estos dos últimos el aumento de las fuentes renovables en la generación y, por ende, la consecución de los objetivos de transición hacia economías bajas en carbono. (IRENA, 2017)

En la actualidad, destaca la implementación de las tecnologías de almacenamiento eléctrico con el objetivo de reducir los costos de generación, al almacenar energía en las horas de baja demanda, de mantener la calidad de la potencia, el voltaje y la frecuencia, de posponer la inversión al mitigar la congestión de la red, de lograr la funcionalidad estable de sistemas aislados u off-grid y para tener una fuente de oferta energética para situaciones de emergencia. (IEC, 2016)

Gran parte de los factores mencionados anteriormente, crean una dependencia entre las posibilidades de crecimiento de la participación de fuentes renovables en la generación y el desarrollo e instalación de sistemas de almacenamiento de electricidad. En otros términos, existe un límite natural de penetración de renovables a partir del cual, en ausencia de desarrollo e implementación de tecnologías de almacenamiento eléctrico, los esfuerzos de fomento e incentivo a generación renovable carecerán de resultados.

La IEA pronostica que para el año 2030, en un escenario mundial en el que se duplica la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz de generación mundial, la capacidad de almacenamiento eléctrico debe de triplicarse en términos energéticos, pasando de unos 4.67 teravatios-hora (TWh) estimados en el 2017 a 11.89-15.72 TWh.

A pesar de que en la actualidad más del 95% de la capacidad de almacenamiento eléctrico mundial se centra en la tecnología de centrales hidroeléctricas reversibles (pumped hydroelectric energy storage o PHES), la gran diversidad de tecnologías existentes ha permitido que se desarrollen cuantiosas ramas de investigación y desarrollo, deviniendo en una mayor celeridad en el avance tecnológico y en la reducción de costos de los mismos. En particular, el mercado actual revela especial interés en el almacenamiento eléctrico mediante el uso de baterías, a raíz del creciente movimiento hacia la movilidad eléctrica.

Las ventas de vehículos eléctricos han crecido de forma monumental en los años recientes, impulsados por el mercado europeo y el mercado asiático, liderado por China y Japón. En términos acumulados, la cantidad de vehículos eléctricos vendidos a lo largo de la historia superó los 2 millones en el año 2016, siendo el año de mayor crecimiento nominal.

En esta línea, las grandes corporaciones de fabricación de vehículos, como Ford, General Motors y Volvo, entre otras marcas, han anunciado sus planes para un futuro totalmente eléctrico. Se pronostica que para el año 2040 no será posible comprar un vehículo no-eléctrico de ninguna de estas tres compañías. Adicionalmente, Toyota, Mazda, Volkswagen, Renault, Nissan y Mitsubishi han anunciado grandes inversiones en movilidad eléctrica y el lanzamiento de cuantiosos modelos eléctricos para el primer lustro de la década 2020.

El movimiento hacia economías bajas en carbono ha sido liderado, indiscutiblemente, por el lado de la oferta en cada uno de los mercados, desde la generación eléctrica hasta el transporte. En contraste, se han observado pocos cambios del lado de la demanda y sus patrones de consumo. Urge la aceleración de la decarbonización en los sectores de uso final, en especial, en el sector industrial, transporte, residencial y comercial. (IRENA, 2017)

## Conclusiones

El panorama internacional da cabida al optimismo generalizado de las naciones. No obstante, persisten grandes retos que deben ser tomados en cuenta. El principal tema de las discusiones actuales es mitigar los efectos del cambio climático y reducir el impacto de la actividad humana en el clima global. En búsqueda de cumplir este objetivo, fueron realizados compromisos en COP 21 en miras de reducir a 2° C el aumento de la temperatura global y de asistir a las economías emergentes a reducir el peso de los combustibles fósiles en su matriz energética.

Como indicador, las emisiones de gases de dióxido de carbono a nivel mundial en el año 2016 alcanzaron un nivel de 36,182.59 MM de toneladas de CO<sub>2</sub>, liderado por Asia (47.3%), América del Norte (17.5%) y Europa (15.5%). Afortunadamente, se ha presentado una notable ralentización de las tasas de crecimiento en los años recientes, siendo los años 2014, 2015 y 2016, junto con el año 2009, los años con tasas de crecimiento de más bajas del siglo, con valores de 0.8%, -0.2% y 0.4%, respectivamente.

En lo relacionado a la actividad real en el corto plazo, el FMI pronostica que la economía mundial aumentará su tasa de crecimiento a 3.9% en el año 2018. El pronóstico para América Latina y el Caribe es más moderado, a causa de los decrecimientos de años recientes, alcanzando el 1.9%. En particular, el MEPYD espera que el crecimiento del PIB de República Dominicana se encontrará en torno al crecimiento potencial de 5.0%. Estas proyecciones están sujetas a considerables riesgos en el mediano y largo plazo, principalmente por las decisiones geopolíticas relacionadas al intercambio comercial y a la migración.

En términos de precios, se pronostica que, como consecuencia del acuerdo de limitación de la producción de petróleo firmado por países miembros y no miembros de la OPEP, generarán cierta recuperación en los precios de los commodities energéticos derivados del petróleo. En particular, la EIA proyecta en

un escenario base una tasa de crecimiento anualizada de la cotización del crudo del World Texas Intermediate de 3.7% entre el 2017 y el 2030 y para los derivados del petróleo junto al carbón mineral y el carbón metalúrgico se proyecta una tasa promedio de crecimiento anualizado de 4.1%. Estos hechos, aunados al pronóstico de estabilidad de precios del resto de commodities, llevan a esperar un ligero deterioro de los términos de intercambio del país y, por consiguiente, de los pronósticos de déficit de la balanza de pagos.

Por otra parte, los costos relacionados a las tecnologías para generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía han experimentado reducciones monumentales en la última década. IRENA señala que los módulos solares fotovoltaicos se han reducido a un 80% de su costo en 2009 y el costo de la electricidad a partir de estas fuentes ha caído en un 75% entre 2010-2017, el precio de las turbinas eólicas se ha reducido a la mitad en el mismo periodo y el costo de la electricidad a partir de fuente eólica en tierra se ha reducido en un cuarto desde el 2010.

En cuanto a los costos nivelados de generación eléctrica (LCOE), si empleamos como referencia los resultados de las subastas internacionales realizadas por la EIA para el 2022 y el 2040, podemos observar que para el año 2022, las plantas con menor costo nivelado son la geotérmica con US\$46.5/MWh, ciclo combinado avanzado con US\$56.5/MWh, ciclo combinado convencional con US\$57.3/MWh, eólica (en tierra) con US\$63.7/MWh e hidroeléctrica con US\$66.2/MWh. Mientras que para 2040 las tecnologías de generación más rentables en términos de costos nivelados pasarán a ser la geotérmica con un LCOE de US\$57.4/MWh, eólica (en tierra) con US\$57.6/MWh, ciclo combinado avanzado con US\$58.3/MWh, ciclo combinado convencional con US\$60.0/MWh, e hidroeléctrica con US\$62.4/MWh.

Estos resultados indican tanto el compromiso por parte de los hacedores de política energética por cumplir objetivos medioambientales y de penetración de fuentes renovables como la plena confianza de los agentes económicos del sector de que



la investigación y desarrollo de estas tecnologías reducirá notablemente los costos de generación a partir de fuentes renovables en el mediano y largo plazo.

De la mano con la apuesta por penetración de renovables y por reducción del impacto medioambiental, se encuentra el almacenamiento eléctrico y la modificación de los patrones de consumo energético, especialmente, la movilidad eléctrica. El primero de estos tópicos es al que se deben movilizar más esfuerzos en el corto plazo, puesto que el aumento de la participación de renovables depende notablemente de este. IRENA estima que si se quiere duplicar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz de generación mundial para el año 2030, la capacidad de almacenamiento eléctrico debe de triplicarse en términos energéticos, pasando de unos 4.67 teravatios-hora (TWh) estimados en el 2017 a 11.89-15.72 TWh.

Por su parte, las modificaciones en los sectores de uso final han sido indiscutiblemente lideradas por el lado de la oferta de bienes, destacando los compromisos para el mediano plazo de las empresas del sector transporte de aumentar, en algunos casos hasta el 100%, la cantidad de líneas de automóviles eléctricos, en su totalidad e híbridos. Si estos esfuerzos del lado de la oferta son igualados por el lado de la demanda tanto en el sector transporte como en los sectores comercial, industrial y residencial, estaremos avanzando en la transición hacia economías con conciencia medioambiental.

## Bibliografía

- BCRD (2017). *Informe de la Economía Dominicana Enero-Junio 2017*. Banco Central de la República Dominicana.
- CEPAL (2017). *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe 2017*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.
- CNE (2017). *Contexto Energético de la República Dominicana*. Comisión Nacional de Energía.
- DGII (2017). *Parque Vehicular 2016*. Dirección General de Impuestos Internos.
- EIA (2018). *Annual Energy Outlook 2018*. U.S. Energy Information Administration.
- FMI (2017). *World Economic Outlook, October 2017 Seeking Sustainable Growth: Short-Term Recovery, Long-Term Challenges*. Fondo Monetario Internacional.
- IEC (2016). *Electrical Energy Storage*. International Electrotechnical Commission.
- IRENA (2017). *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*. International Renewable Energy Agency,
- IRENA (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. International Renewable Energy Agency.
- MEPyD (2017). *Marco Macroeconómico 2017-2021*. Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo.
- OCDE (2015). *Aligning Policies for a Low-carbon Economy*. OECD Publishing, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.
- Pritchett, L. (2015). *Can Rich Countries Be Reliable Partners for National Development?*. Center for Global Development.
- World Bank (2018). *Global Economic Prospects, January 2018: Broad-Based Upturn, but for How Long?*. World Bank Group.