¡A **todas** luces!

LA ELECTRICIDAD
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 2040

Rigoberto Ariel Yepez-García; Yi Ji; Michelle Hallack; David López Soto

Julio 2019

BID

Catalogación en la fuente proporcionada por la

Biblioteca Felipe Herrera del

Banco Interamericano de Desarrollo

¡A todas luces! La electricidad en América Latina y el Caribe 2040 / Rigoberto Ariel Yépez-García, Yi Ji, Michelle Hallack, David López Soto.

p. cm. — (Monografía del BID ; 683)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric power consumption-Latin America-Forecasting. 2. Electric power consumption-Caribbean Area-Forecasting. 3. Electric power production-Latin America. 4. Electric power production-Caribbean Area. I. Yépez-Garcia, Rigoberto Ariel. II. Ji, Yi. III. Hallack, Michelle. IV. López Soto, David. V. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-MG-683

CÓDIGOS JEL: N76; O13; C22; C53

Keywords: demanda de electricidad; pronósticos de electricidad; desarrollo económico; América Latina

Copyright © 2019 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.

LA RUTA DE LA ENERGÍA

Autores:
Ariel Yépez-García. Jefe de división, División de Energía (INE/ENE)
Michelle Hallack. Especialista en economía, División de Energía (INE/ENE)
Yi Ji. Consultor, División de Energía (INE/ENE)
David López Soto. Consultor, División de Energía (INE/ENE)

Agradecimientos:
Los autores agradecen el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo y, de manera particular, los comentarios y sugerencias de Tomas Serebrisky, Arturo Alarcon, Edwin Malagon Orjuela, José Antonio Urteaga Dufour, Lorena Di Chiara y Juan Paredes. Un agradecimiento especial para David Haksel por la edición y a Emilio Fernández por el diseño de esta monografía. El informe es producto de la guía de Ariel Yépez-García, Jefe de división de Energía y Michelle Hallack, especialista en economía.

BID

1. Introducción 2

2. Demanda de electricidad 7

2.1 Metodología 7

2.1.1 Datos y suposiciones 7

2.1.2 Comparación entre modelos 8

2.1.3 Escenarios habituales 10

2.2 Resultados 11

3. Suministro de electricidad 16

3.1 Metodología 17

3.1.1 Datos 20

3.2 Resultados 21

4. Inversión 24

4.1 Metodología 25

4.2 Resultados 27

5. Análisis de sensibilidad 32

5.1 Eficiencia energética 34

5.2 Vehículos eléctricos 37

5.3 Crecimiento del PIB 39

6. Conclusión 41

Referencias

Anexo A: 45
Elasticidad de precios e ingresos de la demanda

Anexo B: 50
Revisiones de los planes de expansión

Anexo C: 52
Resúmenes del sector energético

INTRODUCCIÓN

Con el rápido crecimiento de la demanda de energía de los últimos 40 años, la región de América Latina y el Caribe (ALC) ha mantenido un aumento constante en las necesidades de electricidad, que se encuentra por encima del nivel mundial (AIE 2017)[1]. Si bien no hay duda de que la demanda se mantendrá fuerte durante las próximas dos décadas, lo que queda por ver es qué tipo de fuentes conformarán la matriz de generación que se utilizará para satisfacer esa demanda y cuáles serán las inversiones que se destinarán a la industria.

Este estudio intenta responder a esas preguntas críticas analizando con profundidad tanto la demanda cuanto la oferta del sector eléctrico. Con este fin, se busca (i) calcular el volumen de crecimiento de la demanda hasta el 2040, (ii) proyectar la matriz de generación de electricidad por cada fuente de energía, y (iii) determinar los requerimientos de inversión por fuente, con base en criterios de eficiencia de costos, para la consideración de los reguladores y de las empresas de servicios públicos.

El objetivo de este informe es estimar las necesidades e inversiones en electricidad para cada uno de los 26 países de ALC, así como explorar los escenarios de demanda, suministro e inversión.

Usualmente la literatura existente con respecto al tema trata a la región de ALC en su conjunto o estudia sus economías más grandes y extrapola sus conclusiones y recomendaciones sobre políticas a toda la región. Esta incluye el BP Energy Outlook (2017), el IEA World Energy Outlook (2017), la DNV GL Energy Transition Outlook (2017) y el US EIA International Energy Outlook (2017), cuyos horizontes de pronóstico abarcan desde el 2035 hasta el 2050. El BID (2016) también realizó ejercicios similares[2], con proyecciones de las necesidades de energía y electricidad específicamente en la región de ALC. Si bien todos estos informes presentan una visión general de las tendencias generales de desarrollo de la región, apenas mencionan las discrepancias entre las economías de ALC. Como ejemplo de las proyecciones sobre la electricidad tomando en cuenta las diversas economías de la región, Yepez-Garcia *et al*. (2011) exploraron los escenarios de suministro y de demanda hasta el 2030, y abordaron importantes problemas energéticos a través de un análisis de sensibilidad.

El objetivo de este informe es estimar las necesidades e inversiones en electricidad para 26 países de ALC, miembros del Banco, así como explorar distintos escenarios de demanda, suministro e inversión. El horizonte de pronóstico será hasta el 2040, teniendo en cuenta el largo ciclo de vida de los proyectos de energía.

Los resultados de la proyección se basan en una combinación de las tendencias históricas y de las expectativas expuestas por los gobiernos en sus planes de expansión. La integración de los planes de expansión del sector eléctrico es un valor agregado específico de esta investigación. Al incluir las proyecciones de los planes de expansión de los países, los resultados obtenidos se pueden interpretar como el escenario en el que las intenciones de los gobiernos se reflejan con mayor precisión.

A continuación se enumeran los principales hallazgos de este ejercicio de pronóstico:

- Se espera que la demanda de electricidad en la región de ALC se duplicará de 1550 TWh a 2800–3500 TWh en el año 2040, lo que representa una tasa de crecimiento anual del 2,7 % al 3,6 %. Se espera que los países del Caribe se expandan con más fuerza que los países de América Central, seguidos por los países de América del Sur.

- Para 2040, la generación de electricidad duplicará con creces la de 2016 y se producirá a través de fuentes más limpias. Durante las próximas dos décadas se espera un cambio en la matriz de generación, con la energía hídrica y el gas natural aún a la cabeza (con porcentajes del 45 % y el 23 %, respectivamente), pero con una creciente participación de las energías renovables no convencionales (pasando del 2 % en 2014 al 11 % en 2040) y una disminución en la participación del fuelóleo y el carbón.

- Para satisfacer la demanda prevista, la región necesita agregar 408 GW de nueva capacidad en las próximas dos décadas (138 GW proveniente de combustibles fósiles y 270 GW de fuentes renovables). La inversión en la nueva capacidad de generación podría promediar anualmente 24 mil millones de dólares estadounidenses hasta el 2040.

- Para el año 2040, aproximadamente 163 GW de la capacidad instalada alcanzarán su vida útil, la mayoría de los cuales se distribuyen entre el Cono Sur y los países de América Central. El costo de reemplazo de esa capacidad se estima en 177 mil millones de dólares estadounidenses.

1. *Agencia Internacional de la Energía (IEA) Estadísticas de energía, 1971-2017.*

2. *Balza y Jiménez (2013). "Models for Forecasting Energy Use and Electricity Demand: An Application to Central American Countries, Mexico and Dominican Republic." IDB mimeo. Staff meeting mayo; Balza et al. (2015). "Light on - Energy Needs in Latin America and the Caribbean to 2040."*

• Para que los nuevos usuarios finales se conecten a los generadores de electricidad, América Latina necesita invertir entre 51 y 79 mil millones de dólares en nuevas redes eléctricas. Esto se traduce en un rango de 335 000 a 553 000 km, según la tendencia que la demanda siga en las próximas décadas.

• Con más medidas regulatorias y acciones de las empresa de servicios públicos en programas de eficiencia energética, la AIE proyecta una mejora anual del 2 % al 2,6 % en la intensidad energética para el año 2030. Si aplicamos estas tendencias a la región, al 2030 se habrá ahorrado la demanda de electricidad similar a la de Brasil. Si se acumula el ahorro de electricidad desde ahora hasta el 2030, la diferencia entre el escenario de referencia y el escenario de eficiencia energética alcanzará el tamaño de la India.

• El despliegue de vehículos eléctricos en ALC está rezagado con respecto al nivel mundial. Con la esperanza de alcanzar una flota de 3 millones de autos eléctricos en 2040, se agregará una demanda adicional de 10 TWh (aproximadamente 0,28 % de la demanda total) a toda la región. Además de esta demanda adicional, la inversión regional final se incrementará en 518 millones de dólares estadounidenses.

El resto del informe está organizado de la siguiente manera en los siguientes capítulos:

El Capítulo 2 describe la metodología para pronosticar la demanda de electricidad y los resultados posteriores del crecimiento de la demanda;
el Capítulo 3 presenta un resumen de las proyecciones de la matriz de generación energética y los resultados del suministro por tipo de fuente;
el Capítulo 4 proyecta la inversión para subsanar la diferencia entre la demanda y la oferta de energía, además de los resultados de referencia;
el Capítulo 5 toma en consideración la eficiencia energética y las variaciones de los vehículos eléctricos en los modelos anteriores; y
el Capítulo 6, concluye con implicaciones políticas. Por último, se incluye un apéndice en forma de fichas técnicas con información detallada sobre cada uno de los 26 países.

2. DEMANDA DE ELECTRICIDAD

El primer paso en la planificación eléctrica es proyectar la demanda de electricidad como una medida de las necesidades de los consumidores[3]. Especialmente, el pronóstico a largo plazo proporciona información adicional para el sector eléctrico, ya que la mayoría de los proyectos e instalaciones de energía tienen ciclos de vida más prolongados que otros tipos de inversiones.

Además, junto con la incertidumbre que conlleva un período de tiempo más largo, la planificación de la demanda de electricidad en los países en desarrollo se torna compleja si consideramos el crecimiento económico menos predecible y la imprevisible estabilidad política. Por lo tanto, la sección comienza con una comparación de metodologías para tener una mejor idea de la demanda eléctrica a largo plazo en los países de ALC.

Este paso tiene por objeto aumentar la precisión de la proyección de la demanda como punto de partida de este estudio y, de este modo, brindar a las empresas de servicios públicos y a los reguladores más pruebas para la planificación futura de políticas. Los modelos de mejor desempeño y los resultados de pronóstico se presentan posteriormente en el segmento de resultados.

Los precios reales de la energía incluidos en la modelación son una combinación del precio real de la electricidad de cada país y el precio global del petróleo, a fin de mitigar el sesgo de modelización para los países con grandes tradiciones de comercio energético.

3. *Consultar el Anexo B para ver los planes de expansión de los países.*

2.1. METODOLOGÍA

Para obtener pronósticos más precisos en el sector eléctrico, se ha probado el desempeño de 6 modelos con información de los últimos 40 años, con 4 criterios de selección aplicados a cada metodología. Malla y Timildina (2016), Fahimifard *et al.* (2009) y Steinbuks (2017) realizaron prácticas similares, centrándose en diferentes regiones y diferentes horizontes de pronóstico.

Dicho todo esto, los pronósticos a largo plazo para el consumo de electricidad en los países individuales de ALC son escasos. Esta sección trata de identificar las tendencias crecientes en el nivel total de consumo final[4] y se centra en particular en su demanda de electricidad[5] hasta el 2040.

2.2. DATOS Y SUPOSICIONES

La función de demanda eléctrica estimada en nuestro modelo incluye las variables más utilizadas en la literatura, precio e ingreso[6]. Según Amarawickrama y Hunt (2006), y Balza *et al*. (2016), el ingreso nacional, el PIB, se incluye como la variable más correlacionada con la proyección de la demanda de electricidad. Los precios reales de la energía incluidos en la modelación son una combinación del precio real de la electricidad de cada país y el precio global del petróleo a fin de mitigar el sesgo de modelización para los países con grandes tradiciones de comercio energético.

En este contexto, todos los modelos en esta sección adoptan la forma general de demanda de electricidad = {PIB per cápita, precio de la electricidad, precio del petróleo, (demanda de electricidad-p)}. Los datos históricos de 1971 al 2016 se utilizan para calibrar los modelos. Los datos del PIB real provienen de la Perspectivas de la economía mundial del FMI, con datos disponibles hasta el 2022. Después del 2022, se utiliza un promedio móvil de las tasas de crecimiento del PIB de los últimos 20 años para justificar las expectativas del PIB de cada país. Los pronósticos y la evolución de la población se toman de las Perspectivas de la población mundial de las Naciones Unidas, utilizando cálculos en un escenario moderado. Los precios del petróleo se toman de la Perspectivas del precio de los productos básicos del Banco Mundial, con datos disponibles hasta el 2030, y los precios de la electricidad se toman de la base de datos de OLADE SIER. Sin suficiente información detallada para predecir los precios, aquí se aplica a todos los modelos un supuesto adicional para mantener los precios constantes en los horizontes de pronóstico.

Prácticas similares se realizan en Yépez *et al.* (2013). En nuestro ejercicio, esto significa que los precios del petróleo se mantienen constantes entre el 2030 y el 2040, mientras que los precios de la electricidad en cada país se mantienen en su nivel actual hasta el último año del pronóstico, el 2040. La variable dependiente, la demanda de electricidad, que consiste en el consumo final total y las pérdidas, se toma de las IEA Energy Balance Statistics (Estadísticas de balance energético de la AIE) (1971-2014) y de la base de datos de OLADE SIER (2015-2016).

4. *El consumo de energía en el nivel de uso primario generalmente se utiliza para una mejor disponibilidad de datos. En este punto, empleamos un nivel de contabilidad más preciso, el consumo final total, con el fin de excluir las discrepancias de la conversión de la energía primaria para su uso final en los distintos países.*

5. *La demanda final se ajusta según el nivel actual de pérdida técnica de energía.*

6. *Consultar el Anexo A. Para evitar la multicolinealidad, a continuación seleccionamos las variables más comúnmente aplicadas para el pronóstico energético. Se sigue un principio parsimonioso para tener una mejor precisión en el pronóstico.*

2.1.2 COMPARACIÓN ENTRE MODELOS

Los 6 modelos probados aquí son una combinación de modelos econométricos clásicos y de modelos estadísticos, según Steinbuks (2017), Amarawickrama y Hunt (2006), y Balza *et al*. (2016). La regresión lineal, el promedio variable integrado autorregresivo (ARIMA, por sus siglas en inglés), el promedio variable integrado autorregresivo con variables explicativas (ARIMAX, por sus siglas en inglés) y la autorregresión vectorial (VAR, por sus siglas en inglés) presuponen normalmente que el proceso de generación de datos (PGD) es lineal.

Este supuesto lineal hace que la interpretación de los componentes del modelo y su correspondiente causalidad sea más intuitiva, pero se podría considerar una representación apropiada del PGD en la demanda de electricidad. Por lo tanto, en un intento de incluir la no linealidad en la modelización de la demanda, el suavizamiento exponencial (ETS, por sus siglas en inglés) y la red neuronal artificial con entradas tardías (ANNAR, por sus siglas en inglés) también se prueban en este ejercicio. Estos métodos estadísticos puros están diseñados para procesar especificaciones de modelos no lineales y, por lo tanto, a veces están más alineados con los datos prácticos.

Tabla 1. Pros y contras entre modelos

MODELOS	¿SERIE TEMPORAL?	PROS	CONTRAS
LOG-LOG	No	Permite una mayor volatilidad de datos; más adecuado para economías emergentes.	Depende de la precisión de los pronósticos exógenos
ARIMA	Sí	Permite eventos que no ocurrieron antes mediante la inclusión de variables exógenas.	Solo se ocupa de la evolución histórica, no incluye expectativas
ARIMAX	Sí	Permite eventos que no ocurrieron antes incluyendo variables exógenas.	Depende de la precisión de los pronósticos exógenos
VAR	Sí	Multivariable; permite dinámicas intervariables.	Solo se ocupa de la evolución histórica, no incluye expectativas
ETS (SUAVIZAMIENTO EXPONENCIAL)	Sí	Permite la no linealidad en la construcción de los parámetros, así como la no estacionariedad.	Solo se ocupa de la evolución histórica, no incluye expectativas
ANN (RED NEURONAL)	Sí	Permite la no linealidad en los parámetros; demuestra un mejor desempeño con la multicolinealidad.	Depende de la precisión de los pronósticos exógenos

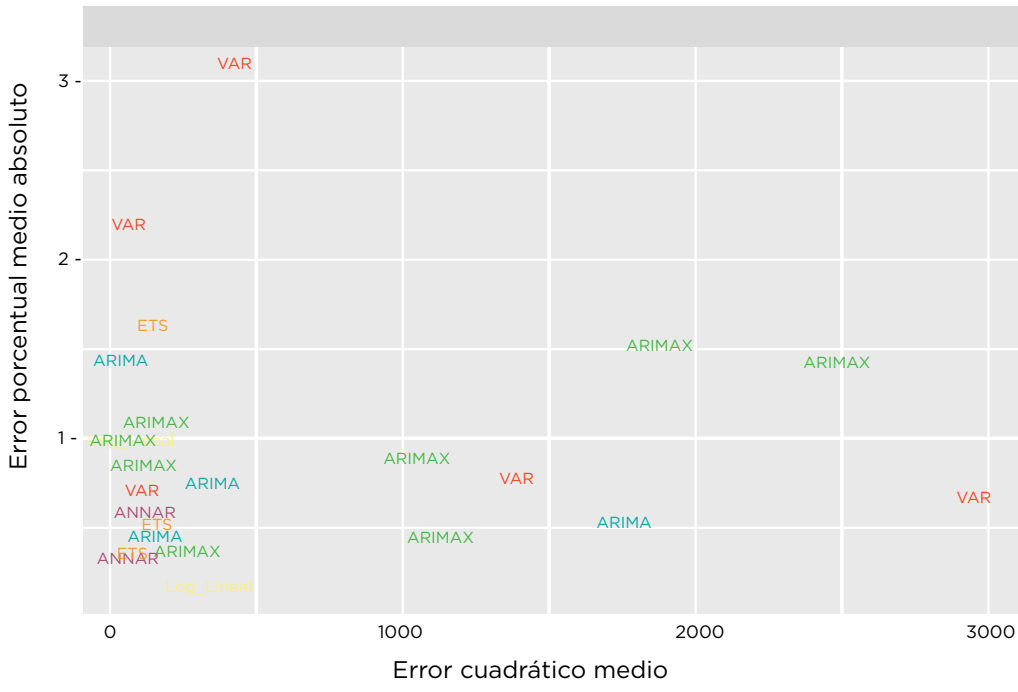
Aquí se aplican 4 tipos de medidas de precisión, primero para seleccionar la mejor configuración del modelo dentro de cada una de las 6 metodologías, y luego para hacer una comparación entre las 6 metodologías con el fin de seleccionar el modelo de mejor desempeño para cada país. La Figura 1, a continuación, muestra el desempeño de cada una de las 6 metodologías en cuanto a (i) el conteo de incidencia y (ii) la distancia al origen. Cada vez que aparece un punto (el nombre de un modelo) significa que ese modelo se selecciona como el de mejor desempeño para un país.

7. *Lo que incluye (1) criterio de información de Akaike (CIA), (2) error cuadrático medio (ECM), (3) error porcentual medio absoluto (EPMA) y (4) error medio escalado absoluto (EMEA).*

Por lo tanto, el conteo de modelos que aparece en el gráfico es un indicador de buen desempeño. Los ejes X e Y son las dos medidas de precisión ampliamente aplicadas: error cuadrático medio (ECM) y error porcentual medio absoluto (EPMA). En ambos ejes, los puntos que están más cerca de cero indican un mejor modelo con menos errores. En otras palabras, se considera que un modelo tiene un buen desempeño si su número de incidencias es alto y está más cerca del origen. Ambos criterios combinados indican que este modelo tiene menos errores de proyección y, por lo tanto, una mayor posibilidad de pronosticar la verdadera demanda de energía.

Según la Figura 1, ARIMAX parece ser el modelo que mejor se adapta a la mayoría de los países, ya que el número de incidencias es el más alto entre todos los modelos (33 %). Log-log (escala doble logarítmica) tiene un buen equilibrio entre las dos medidas de error más aplicadas (ejes X e Y) por estar muy cerca del origen. Los resultados de las proyecciones con ambos modelos se presentan en la siguiente sección.

Figura 1. Comparación entre los métodos de pronóstico



Fuente: Elaboración propia con base en las estadísticas energéticas de la AIE

2.1.3 PROYECCIONES DE DEMANDA ELÉCTRICA

La selección de estas 2 metodologías también se adecúa a nuestro objetivo en el sentido de que ARIMAX toma más en cuenta la tendencia histórica a largo plazo de la demanda de electricidad, mientras que la escala log-log pone más peso en la expectativa de precio e ingreso nacional, lo cual se ajusta más al régimen de los países en desarrollo. De aquí en adelante, se hará referencia a ARIMAX como "demanda de tendencia histórica" (HT, por sus siglas en inglés) y a Log-log como "demanda ponderada del PIB" (GW, por sus siglas en inglés).

Demanda de tendencia histórica (ARIMAX):

$$TFC_t = \sum_{i=1}^{p} \beta_i TFC_{t-i} + \boldsymbol{B} * \boldsymbol{X_t} + \sum_{i=1}^{q} \gamma_i \varepsilon_{t-i} + \varepsilon_t \quad (1)$$

Demanda ponderada por el PIB (Log-log):

$$TFC_t = \beta_0 + \boldsymbol{B} * \boldsymbol{X_t} + \varepsilon_t \quad (2)$$

El principal determinante del consumo de electricidad en la configuración de la demanda de tendencia histórica será su propia tendencia histórica junto con las perturbaciones tardías, y luego la parte no explicada del valor actual se explicará por las variables exógenas.

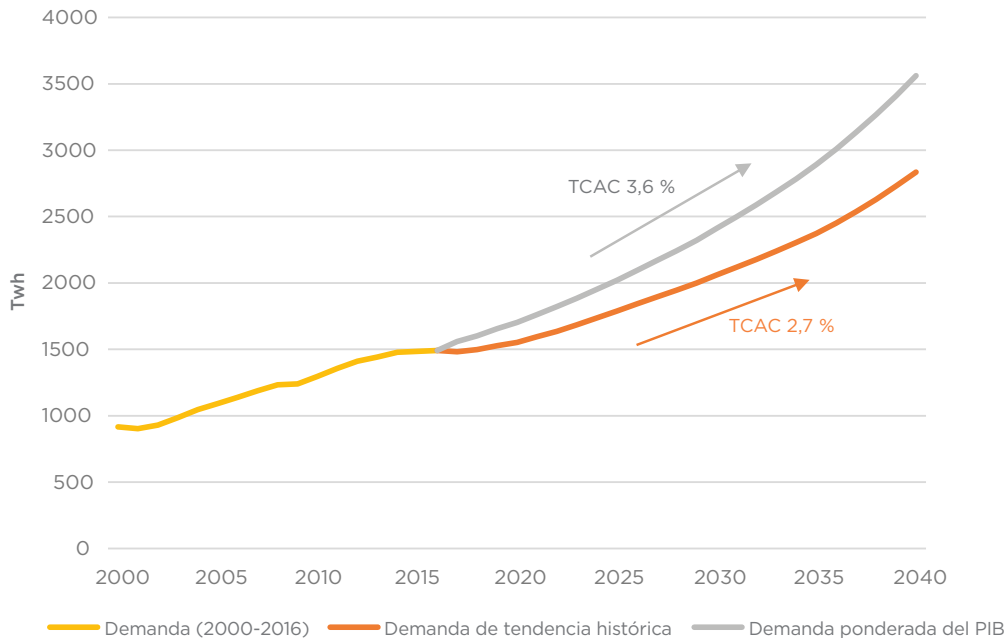
En ambas fórmulas, TFC es el consumo final total en el sector eléctrico, y $\mathbf{X_t}$ representa la matriz de variables de control {PIB per cápita, precio de la electricidad, precio del petróleo}, todas exógenas en el período t. El modelo de demanda ponderada del PIB se configura de manera que el consumo de electricidad sea una combinación lineal de todas las variables $\mathbf{X_t}$, una constante y una perturbación. En otras palabras, el PIB y los precios de la energía serán los principales determinantes del consumo de electricidad en este entorno estático.

La demanda de tendencia histórica, además de la demanda ponderada del PIB, logra incluir algunos efectos dinámicos al incorporar dos términos más de retraso: consumo hasta el período p anterior y término de error hasta el período q anterior. El principal determinante del consumo de electricidad en la configuración de la demanda de tendencia histórica será su propia tendencia histórica junto con las perturbaciones tardías, y luego la parte no explicada del valor actual se explicará por las variables $\mathbf{X_t}$ exógenas.

2.2. RESULTADOS

La demanda de electricidad en América Latina y el Caribe (ALC) se duplicará de los actuales 1550 TWh a 2800–3500 TWh en el año 2040, lo que representa una tasa de crecimiento anual de entre 2,7 % y 3,6 %. Con dos conjuntos de resultados de pronóstico, tanto de la demanda de tendencia histórica como de la demanda ponderada del PIB, en la siguiente figura (Figura 2) se presenta un resultado agregado para toda la región de ALC.

Figura 2. Demanda de electricidad para ALC, 2000-2040



Fuente: Elaboración propia con base en las estadísticas energéticas de la AIE, 1971-2014; estadísticas energéticas de OLADE, 2015-2016.

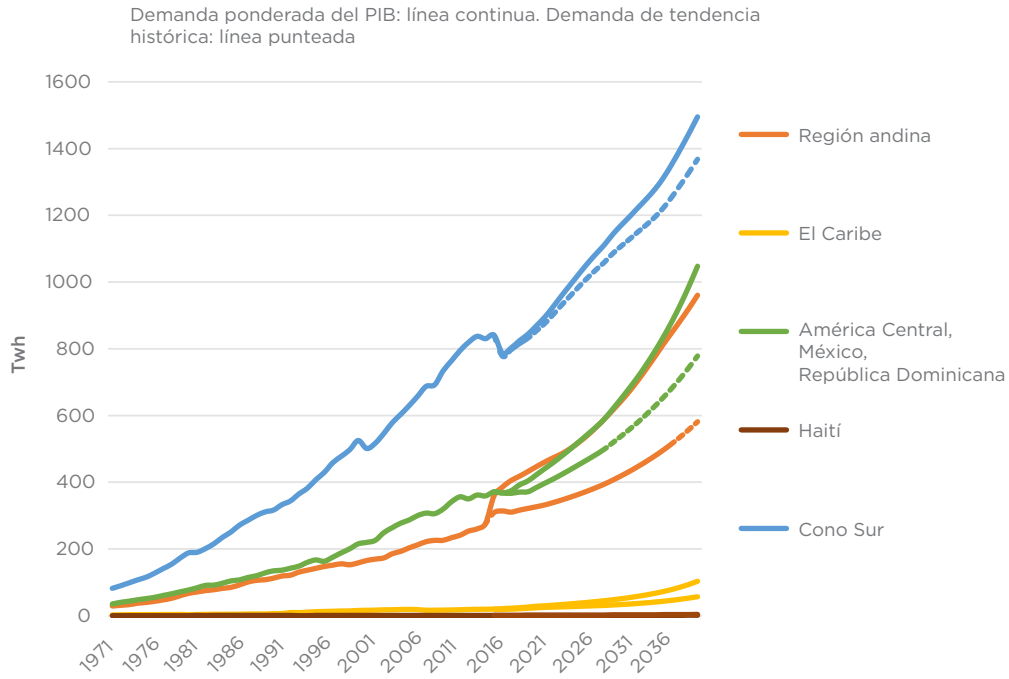
*TCAC: tasa compuesta de crecimiento anual

La diferencia entre los dos resultados de pronóstico se toma como un intervalo de confianza para nuestras proyecciones de la demanda de electricidad. La tasa de crecimiento anualizada del pronóstico de la demanda de tendencia histórica, desde el 2015 al 2040, es del 2,7 %, mientras que la demanda ponderada del PIB tiene un resultado ligeramente más positivo, del 3,6 %, para el mismo período.

Esta diferencia coincide con la configuración de los modelos, ya que la escala log-log se basa en el crecimiento económico potencial de las economías en desarrollo, que es el factor principal detrás del aumento de la demanda de electricidad, mientras que la demanda de tendencia histórica toma en cuenta las demandas pasadas y, por lo tanto, pone menos peso sobre las expectativas futuras.

Esta diferencia en las proyecciones de demanda las observamos también en la mayoría de las subregiones[8] y de los países (Figura 3). El Cono Sur de la región de ALC representa el 57 % de la demanda total de energía, y se espera que siga siendo el mayor consumidor en las próximas décadas. América Central y la zona andina le siguen como el segundo y tercer consumidor de la región, con tasas de crecimiento superiores a las de los grandes países del Cono Sur.

Figura 3. Demanda de electricidad por subregión, 2040



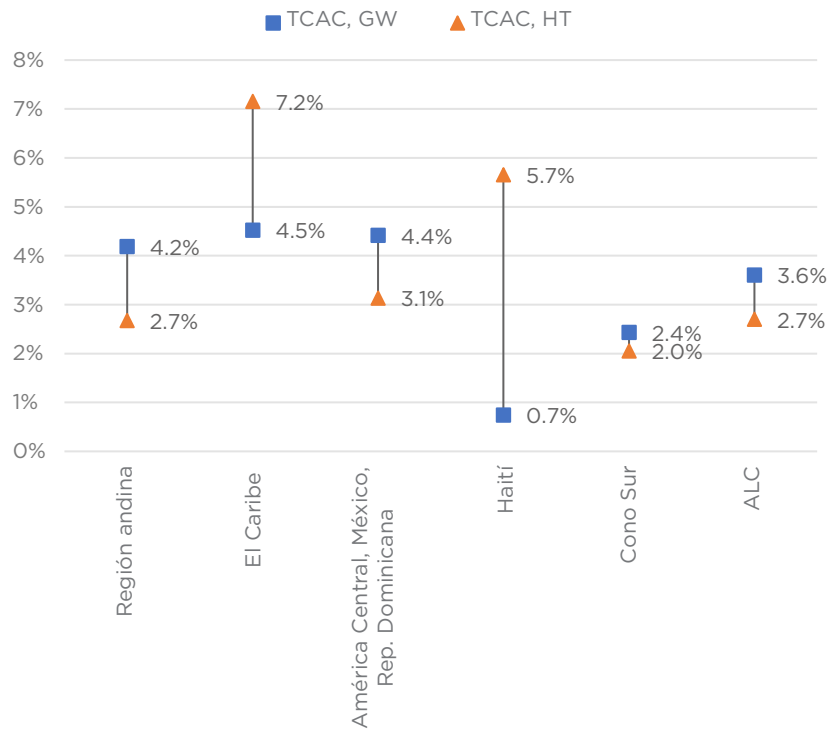
Fuente: Elaboración propia en base a las estadísticas energéticas de la AIE y de OLADE.
Nota: HT representa la demanda de tendencia histórica (basada en ARIMAX); GW representa la demanda ponderada del PIB (basada en la escala doble logarítmica [log-log]). La leve desaceleración en el Cono Sur se debe a la expectativa negativa sobre el PIB en Brasil según el pronóstico del IMF WEO (Informe sobre perspectivas de la economía mundial del FMI) (abril de 2017).

La diferencia entre los dos resultados de pronóstico se toma como un intervalo de confianza para nuestras proyecciones en cuanto a la demanda de electricidad.

Para presentar los resultados subregionales desde otro ángulo, la Figura 4 muestra la tasa de crecimiento anualizada para cada una de las 5 subregiones.

8. Para alinear las regiones con el BID, las subregiones se organizan de la siguiente manera: Cono Sur (Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay), andina (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela), América Central y México, República Dominicana (Belice, Costa Rica, República Dominicana, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua y Panamá), el Caribe (Bahamas, Barbados, Guyana, Jamaica, Surinam y Trinidad y Tobago) y Haití.

Figura 4. Crecimiento de la demanda anualizado por subregión, 2016-2040



Fuente: Elaboración propia con base en las estadísticas energéticas de la AIE y de OLADE.
Nota: HT representa la demanda de tendencia histórica (ARIMAX); GW representa la demanda ponderada del PIB (log-log).

Un resultado interesante es que la demanda de tendencia histórica tiende a generar un mayor crecimiento de la demanda que la demanda ponderada del PIB en la región del Caribe, mientras que en las regiones de los Andes, del Cono Sur y de América Central ocurre lo contrario. Sin embargo, la divergencia se puede explicar mediante los dos componentes determinantes en el modelo: tendencia histórica y expectativas macroeconómicas. Por ejemplo, debido a la reciente desaceleración económica en los países grandes del Cono Sur, es decir, Argentina y Brasil, las proyecciones con el escenario de la demanda de tendencia histórica, en donde las demandas anteriores cuentan más, arrojan resultados más conservadores que el modelo de demanda ponderada del PIB.

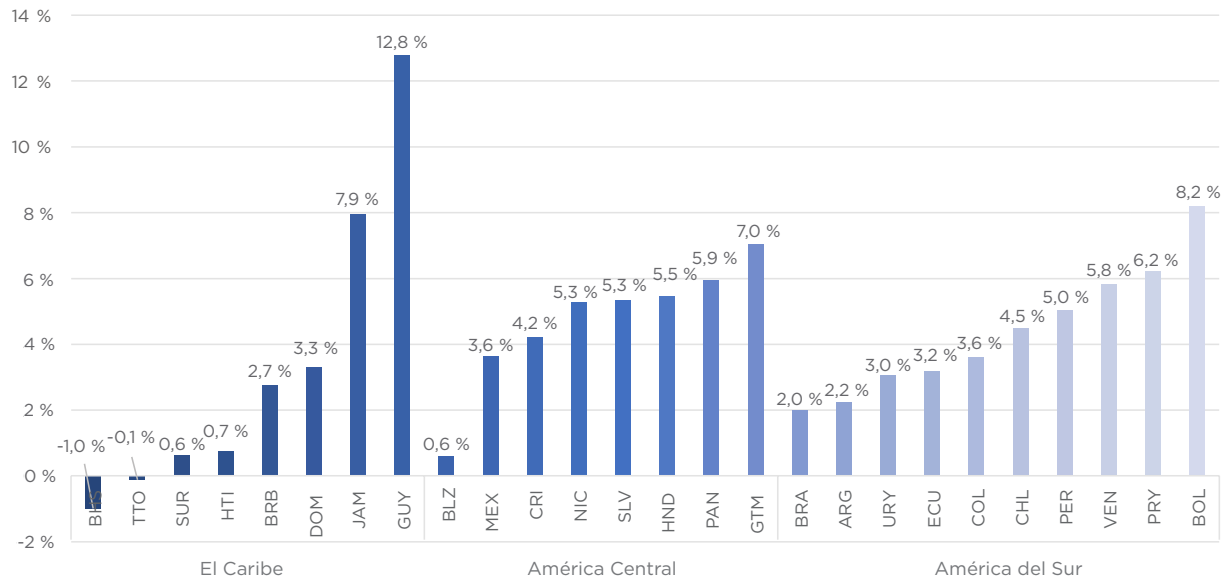
Otro ejemplo serán los países del Caribe, en donde la demanda doméstica de energía ha sido volátil en los últimos años. Estas grandes variaciones en el crecimiento histórico de la demanda eléctrica tienden a atenuar las expectativas futuras y, por lo tanto, arrastran el resultado de la demanda ponderada del PIB por debajo del escenario de la demanda de tendencia histórica. En resumen, cualquiera de los modelos tiene la posibilidad de generar proyecciones más altos en función de los fundamentos de la demanda en el contexto de una región o de un país específico. En ese sentido, el intervalo final del pronóstico de la

9. *La tasa de crecimiento anualizado se calcula utilizando la metodología de la tasa de crecimiento anual compuesto (TCAC).*

demanda puede mitigar ciertas imprecisiones que surgen de la especificación del modelo y proporciona un escenario más propenso a incluir las demandas futuras reales de electricidad.

Finalmente, al observar los resultados a nivel de país de la demanda de tendencia histórica (Figura 5), los países de América Central tienden a tener tasas de crecimiento más altas que los países de América del Sur, en parte debido a una expectativa expansiva de crecimiento energético en las economías centroamericanas. En Guatemala y Honduras, por ejemplo, el acceso a la energía todavía es de alrededor del 90 %, por lo que el crecimiento proyectado de la demanda de energía es mayor que en otros países. La proyección de mayor crecimiento se encuentra en Guyana, en el Caribe, en donde el pronóstico de crecimiento del PIB se está acelerando debido a los recientes descubrimientos de campos petroleros.

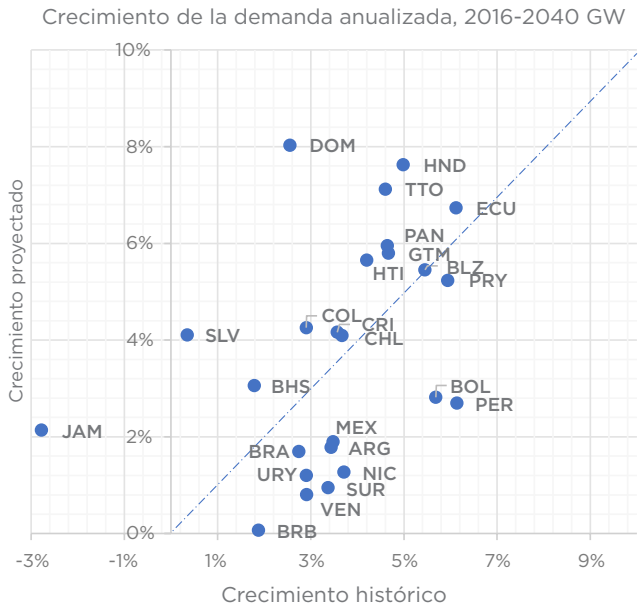
Figura 5. Crecimiento de la demanda anualizado por subregión, 2016-2040, HT



Fuente: Elaboración propia con base en las estadísticas energéticas de la AIE.
Nota: 1. HT representa la demanda de tendencia histórica (ARIMAX); GW representa la demanda ponderada del PIB (log-log). 2. Este gráfico representa las tasas de crecimiento anualizado del pronóstico de la demanda de tendencia histórica de electricidad, utilizando datos de 2016 a 2040. Está ordenado por subregión y luego por el orden descendente de la tasa de crecimiento. 3. A continuación se enumeran algunos valores atípicos de los pronósticos de PIB del FMI para mayor información. GUY: 38,5 % de incremento del PIB en 2020; SUR: -10,5 % de incremento del PIB en 2016; VEN: -18 % de incremento del PIB en 2016.

De manera similar, los resultados de la demanda ponderada del PIB (Figura 6) muestran que los países grandes tienden a mantener las tasas de crecimiento pronosticadas similares a sus tendencias históricas debido al gran tamaño de sus economías y, por lo tanto, a tener algunos efectos de retraso para penetrar en los posibles cambios en la estructura y en la regulación de los mercados.

Figura 6. Crecimiento de la demanda por país en ALC, histórico vs. pronóstico



Fuente: Elaboración propia en base a las estadísticas energéticas de la AIE.
Nota: HT representa la demanda de tendencia histórica (ARIMAX); GW representa la demanda ponderada del PIB (log-log). Este gráfico representa las tasas de crecimiento anualizado del modelo de demanda ponderada del PIB. El eje vertical es la tasa de crecimiento pronosticada de 2016 a 2040, y el eje horizontal es la tasa de crecimiento histórico anualizado en cada país de 2000 a 2016. Si un país cae en la línea diagonal, significa que se espera que su tasa de crecimiento histórico de los últimos 15 años sea exactamente igual hasta 2040.

Los resultados indican un crecimiento relativamente constante en los países de ALC en comparación con las tendencias históricas. En esta sección se presenta un análisis de diagnóstico de los pronósticos de la demanda energética basado en las especificidades de ALC mediante la incorporación de la demanda a nivel de país a un resultado regional más representativo. La siguiente sección se centrará en el suministro del sector eléctrico, basado en los resultados encontrados.

3. SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

La planificación de un sistema de generación de electricidad tiene que ver con encontrar el tipo de planta (es decir, nuclear, de carbón, de petróleo, de turbinas de gas y de energías renovables convencionales y no convencionales), el tamaño (MW) y las fechas en que se pondrán en marcha las nuevas unidades de generación que se instalarán en el sistema. El principal objetivo de un plan de expansión de generación eléctrica es determinar la manera en que el país podrá proporcionar electricidad asequible y sostenible en el futuro. Este ejercicio de decisión de inversión enfrenta enormes desafíos. Estos incluyen: el crecimiento futuro de la carga ante las incertidumbres, las restricciones impuestas a la inversión, el tipo y la disponibilidad de combustible para las unidades generadoras y la manera de alcanzar un nivel de confiabilidad óptimo que garantice un flujo de electricidad continuo a un costo razonable (Al-Shaalan, 2009).

El principal objetivo de un plan de expansión de generación eléctrica es determinar la manera en que el país podrá proporcionar electricidad asequible y sostenible en el futuro.

Para llevar a cabo esta importante tarea, las empresas de servicios eléctricos y los planificadores del sector eléctrico desarrollan y emplean modelos de optimización o de simulación basados en principios de minimización de costos, en los que se agrega la tecnología más barata al despacho. Una característica común de los modelos de planificación de generación eléctrica es que la demanda de electricidad, los precios de los combustibles y la tecnología se tratan como variables exógenas, i.e., determinadas externamente al modelo. Otras técnicas para resolver este problema son los modelos de decisión multicriterio, que corresponden a un enfoque más sofisticado, en el que se considera que una planificación integrada de los recursos incluye decisiones como la gestión en relación con la demanda y los criterios ambientales y sociales (Sanchez *et al*. 2007)[10].

En este estudio, la oferta de electricidad hasta el 2040 se basa en el ejercicio de planificación realizado por los gobiernos de cada uno de los países. Además, se utilizaron los datos históricos extraídos de los balances energéticos que publica la AIE con el fin de proyectar el suministro eléctrico para las próximas décadas.

Debido a la rápida transformación que caracteriza al sector eléctrico, cualquier plan quedará técnica y económicamente obsoleto en cuestión de tiempo. Las nuevas tecnologías de generación y transmisión, así como los cambios en los costos de trabajo o en el ingreso nacional, pueden impulsar los planes del sistema en otra dirección. Por esa razón, se tomaron en cuenta los últimos planes de expansión disponibles para cada país. La tabla 1 (Anexo B) resume estos planes de expansión.

10. Lee et al. (1990) presentan un relevamiento más extenso de modelos de planificación.

11. Para la elaboración de este informe, en junio del 2016 se consultaron los siguientes planes de expansión. En particular, se ha encargado y está a punto de publicarse el primer plan del sector eléctrico de Surinam.

3.1. METODOLOGÍA

El pronóstico del suministro de electricidad para las próximas dos décadas se basó en las proyecciones disponibles en los últimos planes de expansión de cada país. Al incluir las proyecciones, el suministro final de electricidad se puede interpretar como el escenario en el que las intenciones de los gobiernos se reflejan con mayor precisión. Sin embargo, es importante notar que la planificación de la generación eléctrica aún no se ha extendido en la región, y algunos países todavía enfrentan el desafío de actualizar continuamente sus proyecciones.

Para aquellos países que no tenían un plan de expansión formal, se emplearon enfoques estadísticos para pronosticar la futura matriz energética. La tabla 2 muestra el conjunto de países y la técnica de pronóstico que se usó para definir la matriz de generación futura hasta 2040[11].

Es importante notar que la planificación de la generación eléctrica aún no se ha extendido en la región, y algunos países todavía enfrentan el desafío de actualizar continuamente sus proyecciones.

Tabla 2. Método empleado para pronosticar el suministro eléctrico

Plan de expansión (horizonte de pronóstico)	Enfoque estadístico (ARIMA)
Argentina (2025)	Bahamas
Brasil (2026)	Barbados
Bolivia (2022)	Belice
Chile (2036)	Haití
Colombia (2030)	Guyana
Costa Rica (2035)	Jamaica
Rep. Dominicana (2030)	Surinam
Ecuador (2022)	Trinidad y Tobago
Guatemala (2030)	Venezuela
Honduras (2030)	
México (2031)	
Nicaragua (2030)	
Panamá (2050)	
Perú (2036)	
Paraguay (2040)	
El Salvador (2026)	
Uruguay (2036)	

En el caso del grupo de países con un plan de expansión disponible (primera columna de la Tabla 2) se observa una gran heterogeneidad entre sus horizontes de planificación. En promedio, la mayoría de los países de América Latina tienen proyecciones hasta el 2030. Por lo tanto, para hacer una comparación entre países y obtener resultados agregados, el primer paso fue homogeneizar los datos históricos de generación eléctrica de la AIE y los países con planes de expansión disponibles (primera columna de la Tabla 2) muestran una gran heterogeneidad entre sus horizontes de planificación. En promedio, la mayoría de los países de América Latina tienen proyecciones hasta el 2030. Por lo tanto, para hacer comparaciones entre países y obtener resultados agregados, el primer paso fue homogeneizar los datos históricos de generación de la AIE y los datos de suministro eléctrico provenientes de diferentes planes de expansión.

Con el fin de calcular el suministro de energía para el segundo grupo de países, se utilizó un promedio variable integrado autorregresivo (ARIMA) utilizando datos históricos de generación.

El resultado fue una única serie cronológica por fuente de energía: carbón, petróleo, gas natural, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa, eólica y solar y nuclear. El siguiente paso fue utilizar las proyecciones de demanda (demanda ponderada de PIB y demanda de tendencia histórica) y calcular las necesidades de electricidad para los años siguientes. Con el fin de definir qué tipos de recursos se utilizarán para satisfacer la demanda más allá del horizonte de

expansión, tomamos las últimas matrices de energía indicadas en los planes de expansión y proyectamos el porcentaje de cada tipo de energía[12].

Esta estrategia arrojó dos series diferentes de datos de suministro de energía, una asociada a la demanda ponderada del PIB y otra al pronóstico de la demanda de tendencia histórica.

Usando este enfoque, incluimos los objetivos de los gobiernos indicados en los planes de expansión, así como todas las acciones de planificación emprendidas por los planificadores sectoriales. Sin embargo, los principales inconvenientes de este enfoque son los siguientes: 1) las proyecciones de suministro eléctrico realizadas por cada país se basan en diferentes supuestos, metodologías y modelos, que en la mayoría de los casos no contemplan el comercio de electricidad y se basan en un escenario de autarquía (es decir, cada sistema distribuye la electricidad por medio de sus propios recursos); y 2) los gobiernos publicaron la mayoría de los planes de expansión antes del Acuerdo de París y de la caída de los precios del petróleo de 2014-2015 . Por lo tanto, la matriz de generación eléctrica no refleja los objetivos ni las metas declaradas en las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) que se presentaron.

Con el fin de calcular el suministro eléctrico para el segundo grupo de países (sin planes de expansión detallados), en la segunda columna de la tabla 2, se utilizó un promedio variable integrado autorregresivo (ARIMA) utilizando datos históricos de generación. El modelo ARIMA produce pronósticos basados en valores anteriores de la serie cronológica (términos AR) y errores que las predicciones anteriores cometieron (términos MA). Esta especificación permite que el modelo se ajuste a los cambios repentinos en la tendencia (es decir, la incorporación de nueva tecnología en la matriz energética), lo que da como resultado pronósticos más precisos. Como se deduce de las siglas, la metodología pura de construcción de modelos ARIMA emplea solo valores retrasados de la variable dependiente y valores retrasados de errores producidos previamente para el modelo, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$(1 - \emptyset_1 B)\ \ (1 - B)Y_t = (1 - \theta_1 B)\ \ e_t \qquad (3)$$

En donde la variable dependiente Yt es el porcentaje de cada tipo de fuente de energía en la matriz de generación. La principal característica de este enfoque es que los pronósticos de la matriz de generación se basan en tendencias históricas. Por ejemplo, si un país ha dependido en gran medida de una o dos fuentes de energía, no se espera que cambie con el transcurso de los años, con lo que se evita un comportamiento sorpresivo en la serie. Una deficiencia de esta estrategia es que no toma en cuenta los cambios estructurales y los costos de capital irrecuperables, un atributo que todos los planes de expansión toman en cuenta.

12. *Por ejemplo, si el país tiene una proyección de suministro de energía hasta el 2030, tomando la última matriz energética proseguimos con las intenciones del gobierno para los próximos 10 años hasta el 2040.*

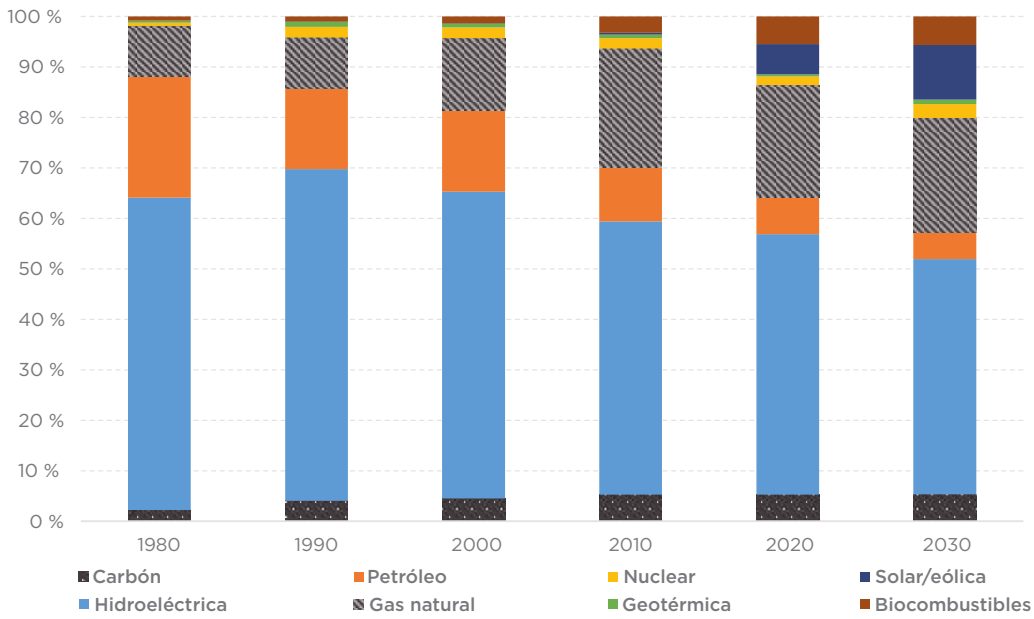
3.1.1 DATOS

Para proyectar el suministro de electricidad en cada una de las dos estrategias descritas anteriormente, se utilizaron fuentes de datos regionales e internacionales.

Los datos de generación de electricidad de 1971 a 2015 se obtuvieron de los balances de energía publicados por la Agencia Internacional de Energía. También se consultaron fuentes regionales para el año 2016, como la base de datos SIER de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), que publica balances de energía para 26 países. Como se mencionó anteriormente, el siguiente paso fue homogeneizar estos datos con los diferentes planes de expansión para consolidar una serie cronológica única que fuera comparable entre países.

La Figura 5 muestra la combinación de generación de electricidad a nivel regional que se obtiene como resultado de este ejercicio de homogeneización[13]. América Latina y el Caribe ha sido históricamente líder en la generación y el consumo de energía hidroeléctrica. Actualmente, América Latina tiene el mayor porcentaje de generación hidroeléctrica con respecto al total de generación en el mundo[14]. Sin embargo, esta ha disminuido continuamente desde 1993[15] a medida que los países han hecho la transición hacia una matriz de generación más diversificada (en donde el gas natural y las energías renovables no convencionales desempeñan un papel importante) para impulsar su resiliencia al cambio climático y proteger sus economías de los impactos externos asociados a la volatilidad del precio del petróleo.

Figura 5. Combinación de generación de electricidad en América Latina 1980-2030



Fuente: Elaboración propia con base a información extraída de los planes de expansión de generación eléctrica y los balances de energía de la AIE.

13. Como se mencionó anteriormente, dentro de la muestra de países, no todos tienen el mismo horizonte de planificación y no todos tienen un plan de expansión formal publicado, de ahí que la cifra se proponga ilustrar la base de datos compilada.

14. El 16 % de la electricidad total generada en el mundo proviene de la energía hidroeléctrica, en tanto que en América Latina el porcentaje se ha mantenido por encima del 45 % durante las últimas 5 décadas.

15. La energía hidroeléctrica alcanzó su punto máximo en 1993 y se mantuvo por encima del 60 % desde mediados de la década de 1980 hasta 1997, cuando se aceleró el descenso.

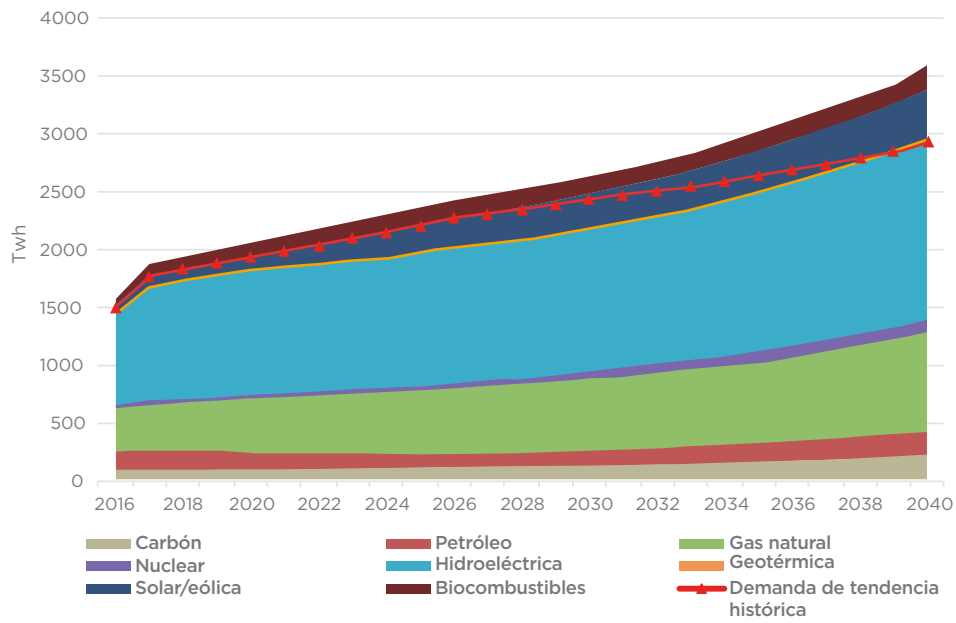
3.2 RESULTADOS

16. En lo sucesivo, cuando se haga referencia al suministro de electricidad, se tomará en cuenta el escenario de la demanda ponderada por el PIB.

El sector eléctrico en América Latina y el Caribe experimentará un crecimiento sustancial en las próximas dos décadas. De acuerdo con los cálculos de oferta, la generación total alcanzará aproximadamente 3586 TWh en 2040 en un escenario de demanda ponderada por el PIB, mientras que según un pronóstico de demanda de tendencia histórica alcanzará los 2942 TWh (Figura 6)[16]. Eso representa más del doble de la energía generada en 2014. En las próximas dos décadas se espera un cambio en la matriz de generación. En el nuevo escenario, la energía hidroeléctrica y el gas natural seguirán a la cabeza, con porcentajes del 45 % y 23 % respectivamente para 2040, pero con un porcentaje creciente de fuentes renovables no convencionales y un uso constante de la geotermia y los biocombustibles.

El ejercicio de pronóstico indica que América Latina y el Caribe experimentará una disminución del porcentaje del fuelóleo (del 10 % en 2014 al 6 % en 2040), que se compensará con un aumento en el porcentaje de las energías renovables no convencionales (mayormente la eólica y la solar) de aproximadamente 9 puntos porcentuales (del 2 % en 2014 al 11 % en 2040). La energía geotérmica, los biocombustibles y el carbón se mantienen prácticamente iguales en promedio, mientras que se espera que la energía nuclear registre un aumento moderado (del 2 % al 3 %).

Figura 6. Suministro de electricidad, proyecciones a 2040



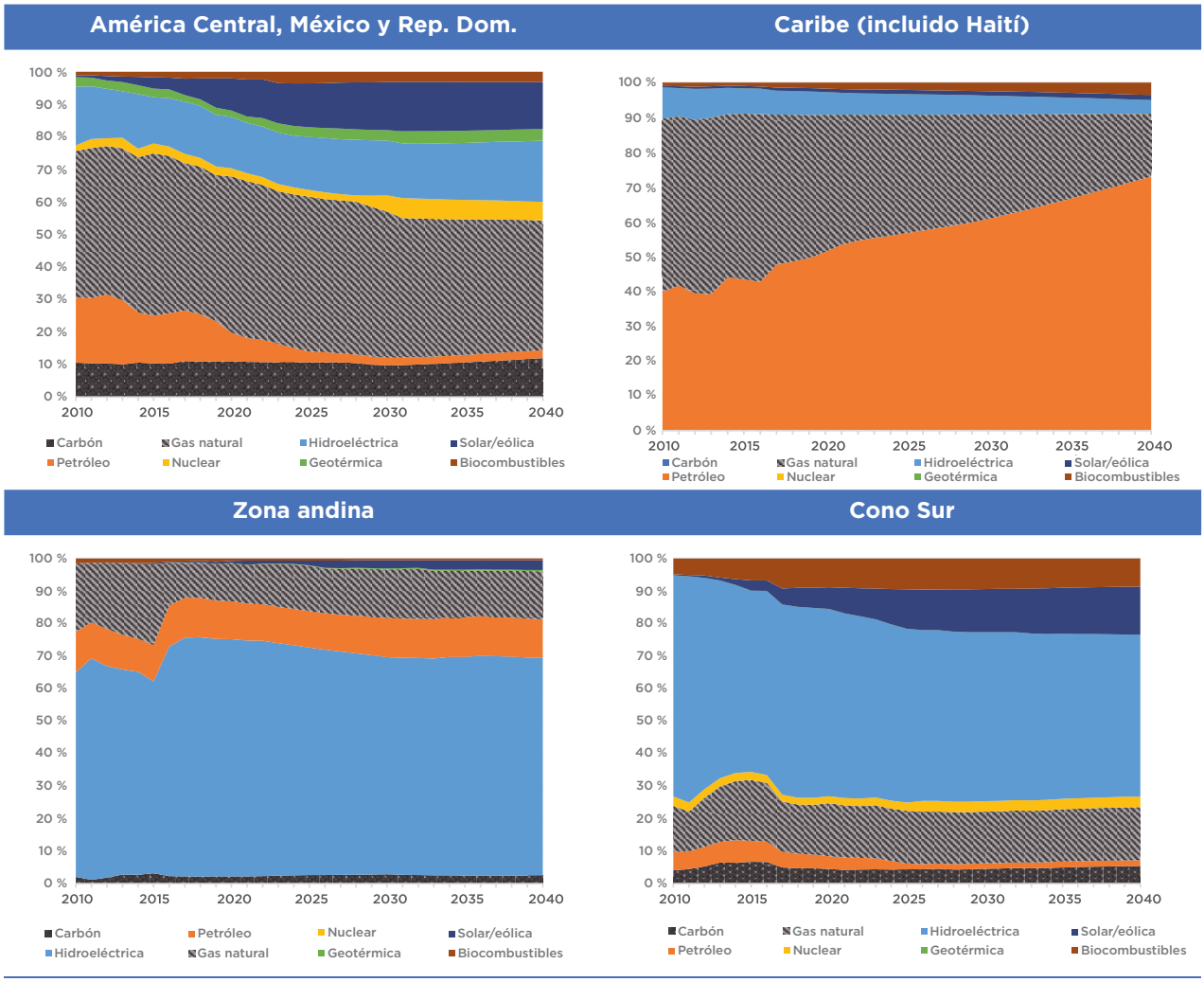
Fuente: Elaboración propia con base en proyecciones de suministro

Aunque ninguna subregión domina el aumento creciente del suministro de electricidad, en la zona andina se espera que se incremente a un ritmo ligeramente más rápido, con una tasa media anual de crecimiento del 4,72 % entre 2014 y 2040, seguida de América Central con un 3,94 %, en comparación con un promedio del 3,2 % en toda la región de ALC.

América Central y el Caribe son las dos subregiones con mayor porcentaje de combustibles fósiles en sus matrices de generación de energía. La siguiente figura muestra la generación de energía por subregión para los próximos años. Para el año 2040, se espera que el porcentaje de combustibles fósiles en la matriz de generación de América Central y el Caribe sea del 54 % y el 91 % respectivamente. En parte, eso se debe al auge actual en la producción de gas natural. Por otro lado, la zona del Cono Sur seguirá siendo la subregión con el mayor porcentaje de energías renovables en su matriz, seguida de los países andinos. En esos países observamos una gran dependencia de la energía hidroeléctrica, pero con una creciente participación de las energías renovables no convencionales como la solar y la eólica.

América Central y el Caribe son las dos subregiones con mayor porcentaje de combustibles fósiles en sus matrices de generación de energía.

Figura 7. Combinación de generación de electricidad por región



Fuente: Elaboración propia con base en proyecciones de suministro

4. INVERSIÓN

La forma en que se estima la inversión en todo el espectro eléctrico varía, en gran medida por las diferencias en la disponibilidad de datos y la naturaleza del propio sector. Para el 2040, las inversiones provendrán principalmente de tres fuentes: i) la nueva capacidad (lo que los gobiernos planificaron en sus planes de expansión y y la capacidad adicional a esto); ii) el reemplazo de infraestructura obsoleta; y iii) la expansión de las redes eléctricas necesarias para satisfacer la creciente demanda.

Esta sección consta de dos partes: la primera parte presenta la metodología utilizada para calcular la nueva capacidad no planificada, la infraestructura de reemplazo y las redes eléctricas; en la segunda, los resultados se agregan a lo que declararon los gobiernos en cada plan de expansión. El objetivo principal de este enfoque es ofrecer una visión general de las inversiones totales que los países de América Latina deben realizar en las próximas décadas.

4.1. METODOLOGÍA

La nueva capacidad no planificada se define como la nueva capacidad que excede lo que los gobiernos declararon en sus planes de expansión. Esta categoría se calcula con base en las proyecciones de oferta de electricidad por país utilizando datos a nivel de planta extraídos del META[17]. Por lo tanto, esta categoría se enfoca en las plantas de generación necesarias para satisfacer el crecimiento de la demanda no cubierto por el plan de expansión.

La capacidad no planificada se calcula tomando primero la brecha entre el suministro de energía proyectado de la sección anterior y el plan de expansión del gobierno. Después se toma el total de GWh generado por tipo de fuente en cada escenario (demanda ponderada del PIB y demanda de tendencia histórica) se transforma a MW utilizando los datos a nivel de planta del META[18]. Finalmente, la inversión total no planificada se calcula multiplicando el costo del capital unitario por cada MW. El siguiente diagrama muestra el procedimiento para calcular la inversión total.

Figura 8. Procedimiento para calcular la inversión no planificada en nueva capacidad

17. El modelo para la evaluación de la tecnología eléctrica (META, por sus siglas en inglés) ha sido desarrollado por Chubu Electric Power Corp Inc. y Economic Consulting Associates por encargo del Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP, por sus siglas en inglés) del Banco Mundial. El META proporciona descripciones y datos de costos y de rendimiento para las tecnologías de generación, transmisión y distribución tomando en cuenta las tendencias del mercado global y el desarrollo tecnológico.

18. Seleccionamos las siguientes tecnologías por fuente: 1) Carbón: carbón supercrítico (500 MW); 2) Petróleo: vapor de petróleo subcrítico (300 MW); 3) Gas natural: ciclo combinado de gas (800 MW); 4) Nuclear: RAP (1200 MW); 5) Hidroeléctrica: central hidroeléctrica de gran potencia RSV (300 MW); 6) Geotérmica: geotérmica de doble flash (50 MW); 7) Solar: solar fotovoltaica grande (30 MW); 8) Eólica: eólica terrestre de gran potencia (150 MW); 9) Biomasa: vapor de biomasa de residuos municipales sólidos (20 MW)

19. *En nuestro caso, tomamos un promedio regional para este parámetro y lo aplicamos a todos los países.*

Para calcular el reemplazo de la infraestructura antigua, primero es necesario calcular la antigüedad de la capacidad instalada y luego definir la fecha de reemplazo con base al ciclo de vida por tipo de tecnología. Al igual que con la nueva capacidad no planificada, la generación total de electricidad por fuente se convirtió de GWh a MW desde 1971 hasta el 2015. Además, la fecha de reemplazo se calcula en función del ciclo de vida de la planta extraída de la base de datos del META. Por ejemplo, las plantas de carbón tienen una vida útil de 30 años, lo que significa que cada MW de una planta de carbón instalada en 1980 se debe reemplazar en 2010. La siguiente ecuación representa la relación utilizada para calcular esos costos:

$$I^{replacement} = \sum_{t=2016}^{2040} \delta i,t * Unit\ capital\ cost\ i,t \quad (4)$$

En donde $\delta i,t$ es la cantidad de activos (MW) por fuente i que alcanzan su vida útil prevista en el año t. Al usar esta relación asumimos que una vez que la tecnología llegue al fin de su vida útil, se reemplazará por completo. En sentido estricto, el cálculo no se debe tomar como un costo de mantenimiento, sino como una buena aproximación al costo de reposición de la capacidad instalada y un primer acercamiento de la inversión que los países deberán hacer para mantener los niveles actuales de generación en buen estado.

Las redes eléctricas realizan la tarea vital de hacer que los nuevos usuarios finales se conecten a los generadores de energía. En ese estudio, el cálculo de la inversión total en redes proviene de la siguiente ecuación:

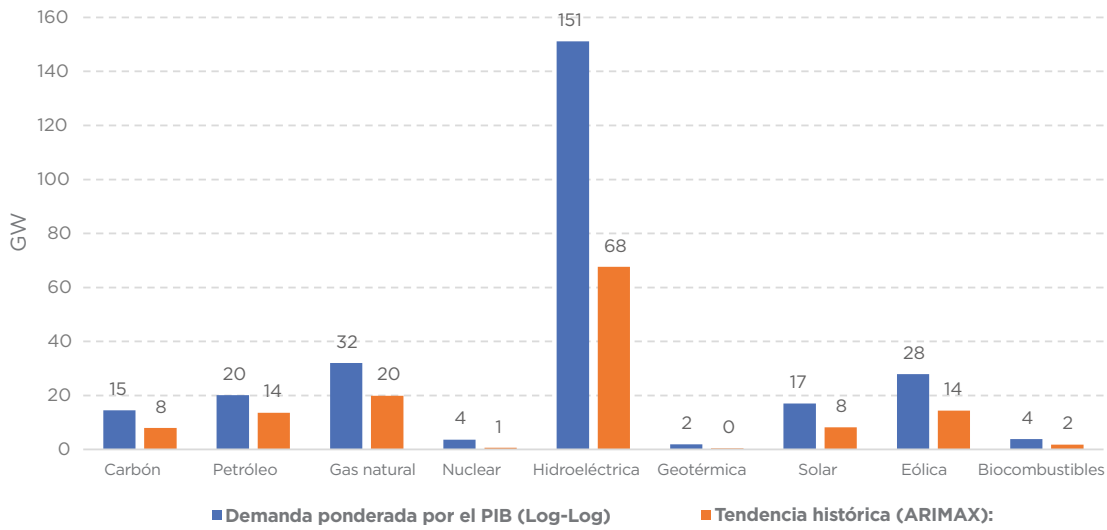
$$I_{t,k}^{electricitynet} = \pi_k * \left(G_{t,k} - G_{t-1,k}\right) * C_k \quad (5)$$

En donde π_k es la longitud adicional de la red de transmisión requerida para cada unidad de generación adicional (km/GWh)[19], $G_{t,k}$ es el volumen de electricidad que se requiere en el año t y en el país k, mientras que C_k representa el costo unitario de los activos adicionales de la red ($/km), es decir, el costo del capital unitario de la línea de transmisión de 400 kV extraída del META. Finalmente, la combinación de estas tres categorías más la inversión declarada en los planes de expansión da como resultado la inversión total anual en el sector eléctrico por país.

4.2. RESULTADOS

Según nuestras estimaciones, en términos de nueva capacidad no planificada (es decir, la inversión que excede los planes de expansión), los países de América Latina y el Caribe deberían agregar entre 135 y 272 GW de nueva generación en las próximas dos décadas. Dependiendo del escenario, la región debe invertir entre 195 mil millones de dólares estadounidenses (en un escenario de demanda de tendencia histórica) y unos 412 mil millones de dólares estadounidenses (en un escenario de demanda ponderada del PIB). La siguiente figura muestra la cantidad adicional de nueva capacidad en GW que la región debería añadir para satisfacer las futuras necesidades de electricidad hasta el año 2040.

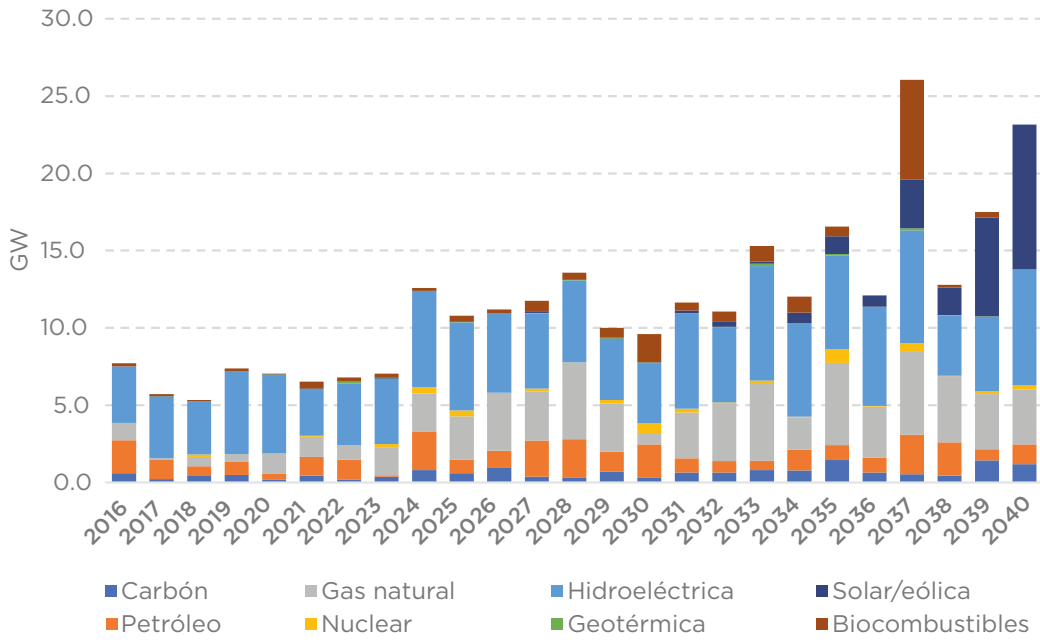
Figura 9. Nueva capacidad no planificada en América Latina 2017-2040



Fuente: Elaboración propia según pronósticos de suministro energético.

En los próximos años, 163 MW de capacidad instalada alcanzarán su vida útil. Entre todas las tecnologías, los porcentajes más altos de MW que se deben reemplazar provienen de: 1) centrales hidroeléctricas y 2) plantas basadas en gas natural. Este es un resultado esperado, debido a la dependencia de la región de esos tipos de tecnología. La siguiente figura muestra la capacidad instalada que se debe reemplazar por año y tipo de tecnología del 2016 al 2040.

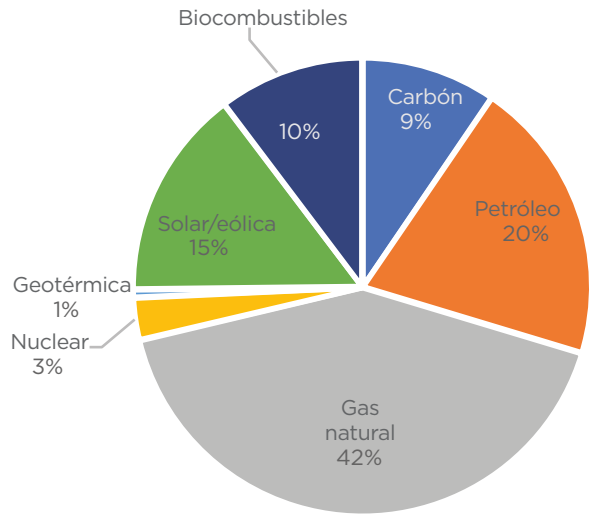
Figura 10. Capacidad instalada que se debe reemplazar de 2016 a 2040



Sin embargo, si omitimos la participación de las centrales hidroeléctricas, que se encuentran principalmente en Brasil, notamos que los países deben prestar atención a las plantas de gas natural y a las plantas de petróleo y carbón. (Ver Figura 11). El porcentaje relativamente alto de GW que se debe reemplazar por energías renovables no convencionales (15 %) se debe a que han experimentado un auge en los últimos años y también al menor ciclo de vida de las centrales solares y eólicas. La figura 11 muestra la distribución de GW que se debe reemplazar con tecnología.

Entre los años 2016 y 2040, aproximadamente 68 GW de las plantas de gas natural alcanzarán su vida útil, la mayoría de las cuales se distribuyen entre el Cono Sur y los países de América Central. Las tecnologías que también requieren atención son las de las plantas que funcionan con combustibles fósiles como el petróleo y el carbón, que en conjunto alcanzan los 48 GW.

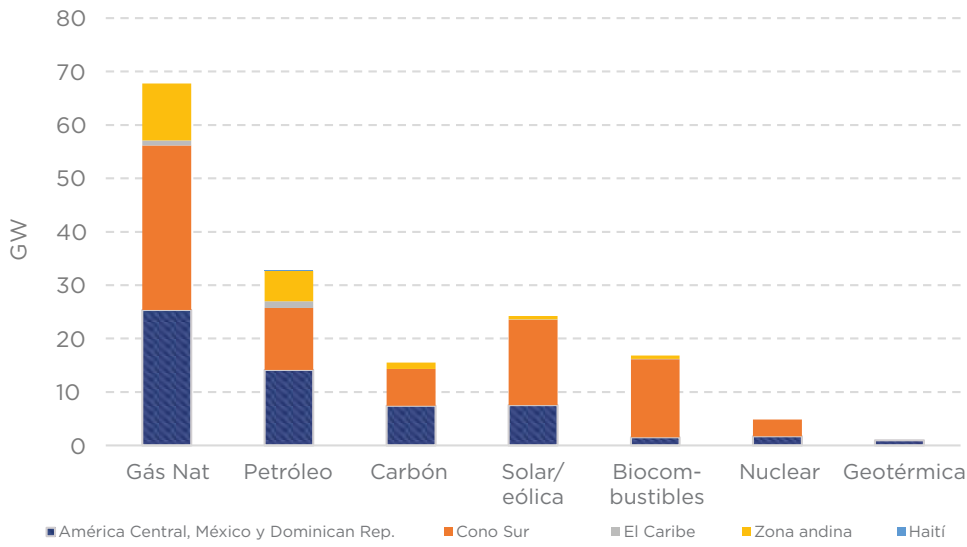
Figura 11. Distribución de la capacidad de reemplazo por tecnología 2016-2040



Fuente: Elaboración propia en base a pronósticos de suministro eléctrico.

Los países del Caribe, incluido Haití, deben concentrar sus recursos en el reemplazo de las plantas de gas natural y de petróleo. La Figura 11 muestra la cantidad total de infraestructura por tipo de energía que debe reemplazarse entre el 2016 y el 2040, y dónde se encuentra. La figura muestra el tamaño de la inversión, que se calcula en 177 mil millones de dólares estadounidenses.

Figura 12. Capacidad de reemplazo por fuente de energía y región 2016-2040



Fuente: Elaboración propia con base en datos históricos extraídos de los balances de energía de la AIE.

Es probable que en las próximas dos décadas se produzcan grandes avances en las tecnologías desplegadas en los sistemas eléctricos, produciendo cambios en la estructura y en el funcionamiento de las redes eléctricas. De acuerdo con nuestra investigación, para que nuevos usuarios finales se conecten a los generadores de electricidad, América Latina debe invertir entre 51 y 79 mil millones de dólares estadounidenses en nuevas redes, lo que se traduce en un rango de entre 335 000 y 554 000 kilómetros, según las tendencias futuras de la demanda.

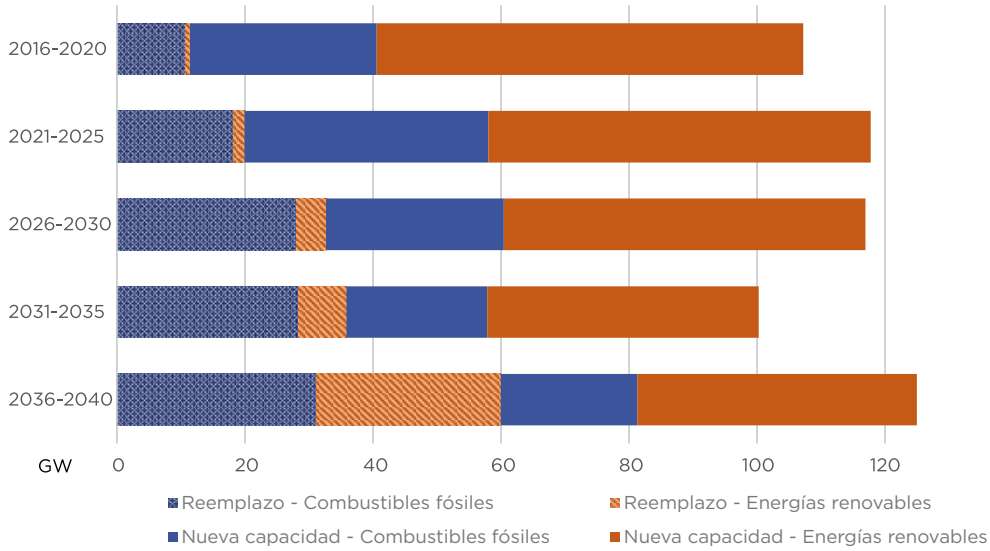
De acuerdo con nuestra investigación, para hacer que nuevos usuarios finales se conecten a los generadores de electricidad, América Latina debe invertir entre 51 y 79 mil millones de dólares estadounidenses en nuevas redes, lo que se traduce en un rango de entre 335 000 y 554 000 kilómetros, según las tendencias futuras de la demanda.

En general, la planificación de la expansión de la generación eléctrica implica un horizonte a largo plazo, de 10 a 20 años, en el que los países deben determinar el tipo, el tamaño y el tiempo de introducción de las unidades generadoras que se instalarán en el sistema. El objetivo de este proceso, que involucra distintos actores, es lograr un suministro de energía confiable al menor costo posible. Sin embargo, este problema de decisión de inversión está sujeto a una variedad de factores impredecibles, como el progreso tecnológico, los impactos ambientales y los costos de energía futuros.

Este problema de decisión de inversión está sujeto a varios factores impredecibles, como el progreso tecnológico, los impactos ambientales y los costos de energía futuros.

El desarollo de las tecnologías de generación, paricularmente el progreso observado en los últimos años en las energías renovables no convencionales, se vuelve más importante cuando los gobiernos buscan lograr soluciones a los problemas ambientales que garanticen la seguridad energética. Sin embargo, una característica común de los modelos de planificación eléctrica es que la tecnología es determinada fuera del modelo, por lo que un plan de expansión no es lo que sucederá, sino más bien lo que podría suceder tomando en cuenta los supuestos de los costos de inversión, los precios del combustible y la disponibilidad de recursos.

Figura 12. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



Fuente: Elaboración propia con base en datos históricos extraídos de los balances de energía de la AIE y los planes de expansión por país.

En las próximas dos décadas, la región debe agregar 408 GW de nueva capacidad para satisfacer la creciente demanda de electricidad (138 GW de combustibles fósiles y 270 GW de fuentes renovables) (Figura 12). La inversión en la nueva capacidad de generación podría promediar los 24 mil millones de dólares estadounidenses al año hasta el 2040.

Sin embargo, es importante mencionar que la región también debe prestar atención al reemplazo del capital en uso, especialmente en los períodos comprendidos entre 2031-2035 y 2036-2040.

5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

¿Cuáles son los factores clave de incertidumbre que pueden distorsionar nuestras proyecciones energéticas a largo plazo? Acciones regulatorias, mejora de la eficiencia y adopción de nueva tecnología[20]. Entre los países de ALC, hay un movimiento en curso a favor de la reforma energética interna que comenzó en 2016, cuando México, Chile y Argentina lograron introducir más competencia en sus procesos de licitación de energía.

Estos cambios en el diseño de los mercados también coinciden con las tendencias mundiales de rápida reducción de costos en la generación de energía solar y eólica, así como con la reciente agenda de ALC para facilitar los proyectos de almacenamiento de baterías y el uso de vehículos eléctricos.

Entre los países de ALC ha habido una tendencia constante a la reforma energética interna durante 2017, cuando México, Chile y Argentina lograron introducir más competencia en los procesos de licitación de energía.

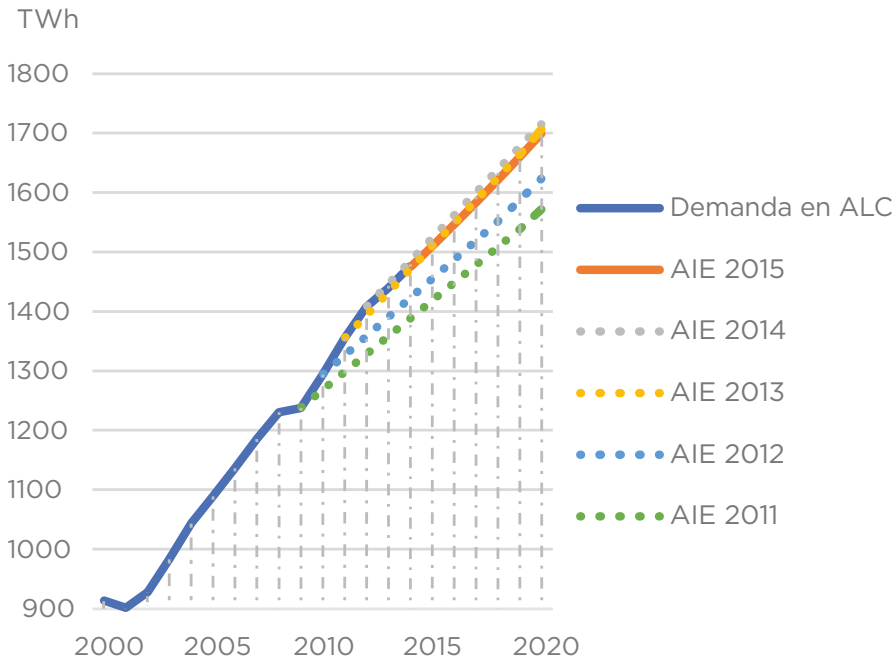
Si bien el sistema de energía física no ha cambiado en los últimos 100 años, estas disrupciones externas han influido en los patrones de consumo de una manera que aumenta sistemáticamente la demanda real de electricidad. Para tener una idea del tamaño de los errores de pronóstico, en la Figura 13 se destaca la demanda histórica de la región de ALC en forma de línea continua, junto con los pronósticos oficiales de los principales institutos de energía en forma de líneas punteadas.

La diferencia entre los pronósticos de 2011 y 2015[21] se extenderán a 130 TWh en el año 2020, lo que equivale al tamaño de la demanda eléctrica en Argentina.

20. *World Energy Model Documentation 2017, IEA, 2017*

21. *En promedio, el pronóstico de energía para el año en curso utiliza datos de dos años en adelante debido al desfase en la información; por ejemplo, el pronóstico de 2011 comienza en el año 2009, tal como se muestra en la línea verde de puntos.*

Figura 13. Pronósticos pasados de la demanda de electricidad en ALC vs. demandas reales



Si bien el sistema de energía física no ha cambiado en los últimos 100 años, estas disrupciones externas han influido en los patrones de consumo de una manera que aumenta sistemáticamente la demanda real de electricidad.

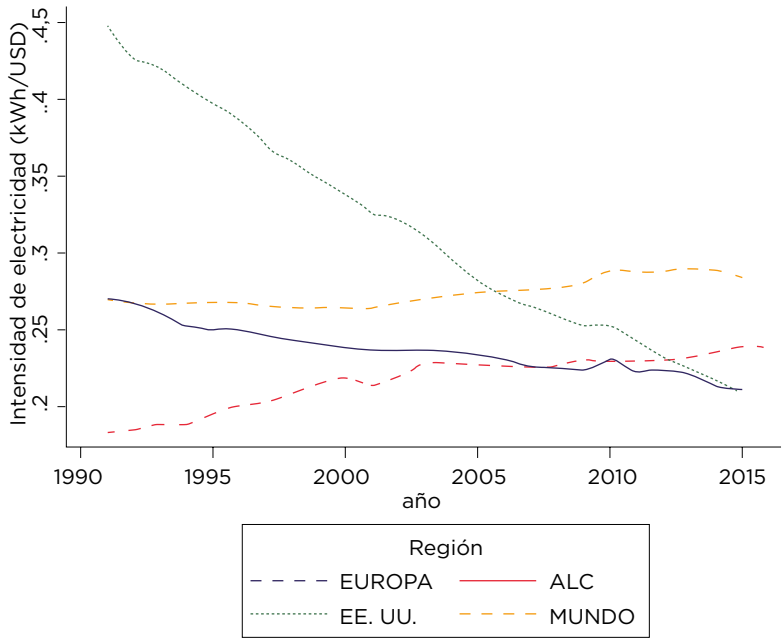
Con esta advertencia en mente, en esta sección se realiza un análisis de sensibilidad que toma en cuenta 2 escenarios alternativos: las mejoras de eficiencia energética (EE) y la introducción de vehículos eléctricos (VE).

Ambos escenarios no afectan la configuración de los modelos en las secciones 2 a 4 debido a la limitación de las fuentes de datos. En cambio, de acuerdo con los supuestos de la AIE (2017) y del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2017), la demanda final de ALC se ajusta asumiendo que las proyecciones de intensidad de energía y las ventas de VE evolucionan siguiendo el mismo patrón que las referencias mencionadas anteriormente.

5.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA

La región de ALC supera al mundo en términos de intensidad de energía[22] debido a su gran variedad de recursos renovables. Sin embargo, ambas comparten las mismas tendencias en los últimos 10 años (gráfico de la izquierda): las dos alcanzaron su intensidad máxima en 2013 y comenzaron a decaer (mejorando eficiencia) después de 2014. La economía mundial tiene cada vez menos intensidad de energía, pero el progreso se debe acelerar para poner el sistema energético mundial en un rumbo sostenible[23].

Según la AIE (2016), la intensidad mundial actual está mejorando a razón de 1,5 % al año, sin embargo para alcanzar el objetivo de contribuciones (previstas) determinadas a nivel nacional (INDC, por sus siglas en inglés) que las Naciones Unidas establecieron y el escenario 2 °C[24], la intensidad energética debe mejorar en un 2 % y un 2,6 % al año hasta 2030, respectivamente. El escenario INDC presupone que todos los países han alcanzado sus metas de emisión, mientras que el escenario 2 °C supone una ganancia de eficiencia energética más importante para limitar el aumento de la temperatura global a 2 °C. En ambos casos, las posibles medidas reguladoras están encaminadas al aumento general de la eficiencia.



La economía mundial tiene cada vez menos intensidad de energía, pero el progreso se debe acelerar para poner el sistema energético mundial en un rumbo sostenible.

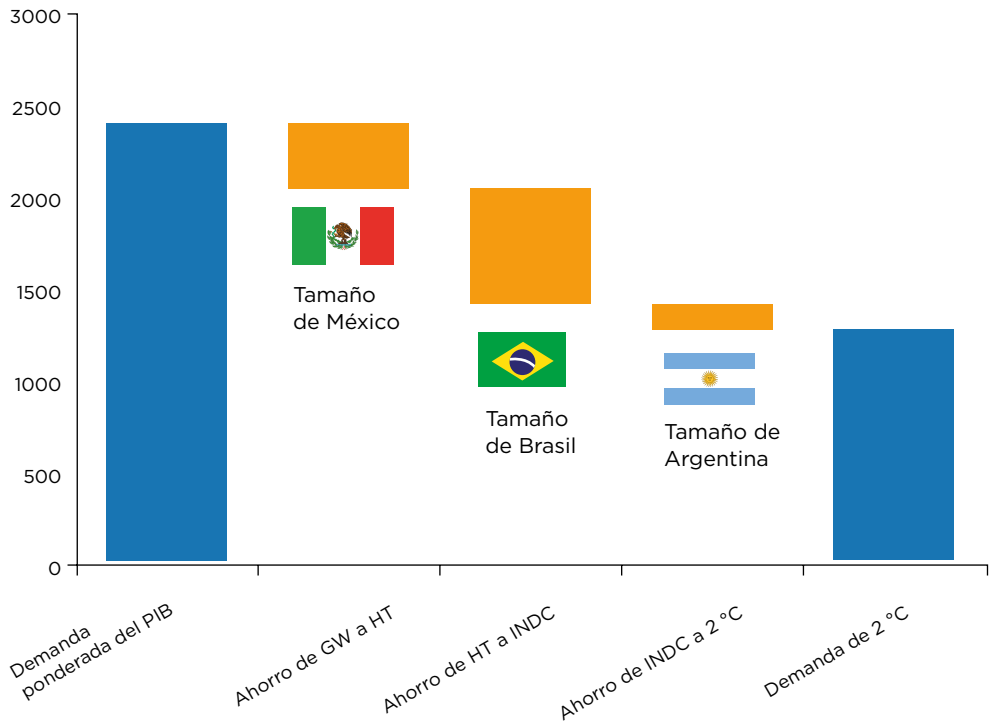
22. *La intensidad de energía se refiere a la demanda de electricidad (kWh) por unidad de valor del PIB (USD constantes en el 2010) en este estudio.*

23. *Energy Efficiency Market Report, IEA, 2016.*

De acuerdo con las tendencias mundiales, el escenario de demanda ponderada por el PIB[25] se adapta a los dos objetivos climáticos previamente discutidos para evaluar el potencial de ahorro de energía. Por lo tanto, se incluyen dos nuevos escenarios, INDC y 2 °C, como proyecciones con consideraciones de eficiencia energética. La demanda de tendencia histórica se mantiene en el mismo nivel en la sección 2. En la Figura 14, el ahorro de electricidad se calcula utilizando las diferencias entre los 4 escenarios de demanda. Entre los dos escenarios de referencia, GW y HT, el ahorro eléctrico en el año 2030 podría alcanzar el tamaño de las necesidades energéticas actuales en México.

De manera similar, el escenario HT a INDC daría como resultado la diferencia del consumo eléctrico de Brasil en 2030 y el escenario INDC y 2 °C daría como resultado el consumo de Argentina. Si los ahorros de electricidad se acumulan de 2017 a 2030, la cantidad equivaldría al consumo total de la de India en los próximos años, que además es el tercer mayor consumidor de electricidad del mundo.

Figura 14. Ahorro de electricidad en 2030. Comparación entre 4 escenarios



24. *El escenario 2 °C es un escenario del IEA World Energy Outlook (Panorama energético mundial de la AIE [WEO, por sus siglas en inglés]) en el que se toman medidas drásticas para limitar el aumento de la temperatura mundial a 2 °C. El escenario presupone que el crecimiento económico mundial anual compuesto es del 3,7 % entre 2013 y 2020, y del 3,8 % entre 2020 y 2030. Por lo tanto, las medidas para limitar el aumento de la temperatura deben ser suficientes para proporcionar el contrapeso adecuado. El escenario INDC supone que se alcanzan los objetivos de reducción de CO2 con las INDC que los países presentan en virtud del Acuerdo de París. En el caso de los países que han suscrito al Acuerdo de París, sus INDC ya no se consideran "previstas", y adquieren el estatus de contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC). Este informe se refiere al "escenario INDC" que se basa en el WEO 2015, cuando aún no se había suscrito el Acuerdo de París.*

25. *Este es el escenario principal para calcular la matriz de electricidad y la inversión en las secciones 3 y 4.*

La eficiencia energética ha ido cambiando su enfoque del ahorro al crecimiento. Especialmente en los mercados emergentes, las mejoras de la eficiencia de suministros y la demanda se consideran herramientas esenciales para el cierre de la brecha energética. Las medidas de eficiencia en cuanto al suministro comprenden dos partes principales: la reducción de pérdidas en el sector de transmisión y distribución, y la adaptación de tecnologías de generación más efectivas (por ejemplo, ciclo combinado o calderas supercríticas).

Estas herramientas de eficiencia requieren insumos de capital intensivo e incentivos regulatorios, mientras que las mejoras de eficiencia previstas pueden ser relativamente escalables. Sin embargo, lo que es menos predecible son las ganancias previstas de las herramientas por el lado de la demanda, dado que el comportamiento de los usuarios finales tienden a interferir con los cálculos previos de la ingeniería.

La eficiencia energética ha ido cambiando su enfoque del ahorro al crecimiento. Especialmente en los mercados emergentes, las mejoras de la eficiencia de suministros y la demanda se consideran herramientas esenciales para el cierre de la brecha energética.

Un ejemplo es el experimento de campo realizado en hogares mexicanos (Davis *et al*. 2017), en donde la instalación de sistemas de ventilación no proporcionó pruebas sólidas de mejoras en el hogar, que incluyen cambios de temperatura en el interior y disminución del consumo de energía. Cuando se implementan proyectos de eficiencia energética, se debe considerar con mayor detenimiento el comportamiento de los usuarios finales, además de los incentivos regulatorios y de inversión.

5.2. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

La introducción de vehículos eléctricos (VE) también afectará a las necesidades futuras de electricidad a nivel mundial, al igual que a los programas de eficiencia energética. Por un lado, los VE acelerarán la descarbonización del sector de transporte y complementarán el sistema de red eléctrica actual como un prosumidor flexible con potencial para atenuar las tendencias de carga diaria. Por otro lado, los VE también plantearán desafíos técnicos en el ámbito de la transmisión y la distribución, en el que los cambios repentinos de los niveles máximo y mínimo pueden dar lugar a sobrecargas o disminuciones del voltaje.

Se espera que el flete mundial de VE alcance los 60 millones en 2030 comparado con los 2 millones en 2017, según las perspectivas de tecnología energética (PTE, por sus siglas en inglés) de la AIE (2017)[26]. Sin embargo, la demanda adicional de electricidad de la carga de VE será considerable pero manejable[27] . Para 2030, la generación de energía adicional de los vehículos eléctricos y de los vehículos híbridos recargables solo representará el 1,5 % de la demanda eléctrica total, procedente en su mayoría de las redes de distribución de bajo voltaje de los sectores residencial y comercial.

Se estima que el despliegue de VE en la región de ALC está rezagado alrededor de 5 años con respecto al nivel mundial, principalmente debido a la falta de incentivos regulatorios e infraestructura para su carga, pero se espera que se ponga al día con las tendencias mundiales y que alcance los 3 millones de autos eléctricos en el 2040 (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, 2017). Esto dará como resultado una demanda de energía adicional de 10 TWh o el equivalente a 0,28 % de la demanda proyectada dentro de dos décadas. Sumando esta demanda adicional, la inversión regional final se incrementará en 518 millones de dólares estadounidenses.

La introducción de vehículos eléctricos (VE) también afectará las necesidades energéticas futuras a nivel mundial, de forma similar a los programas de eficiencia energética.

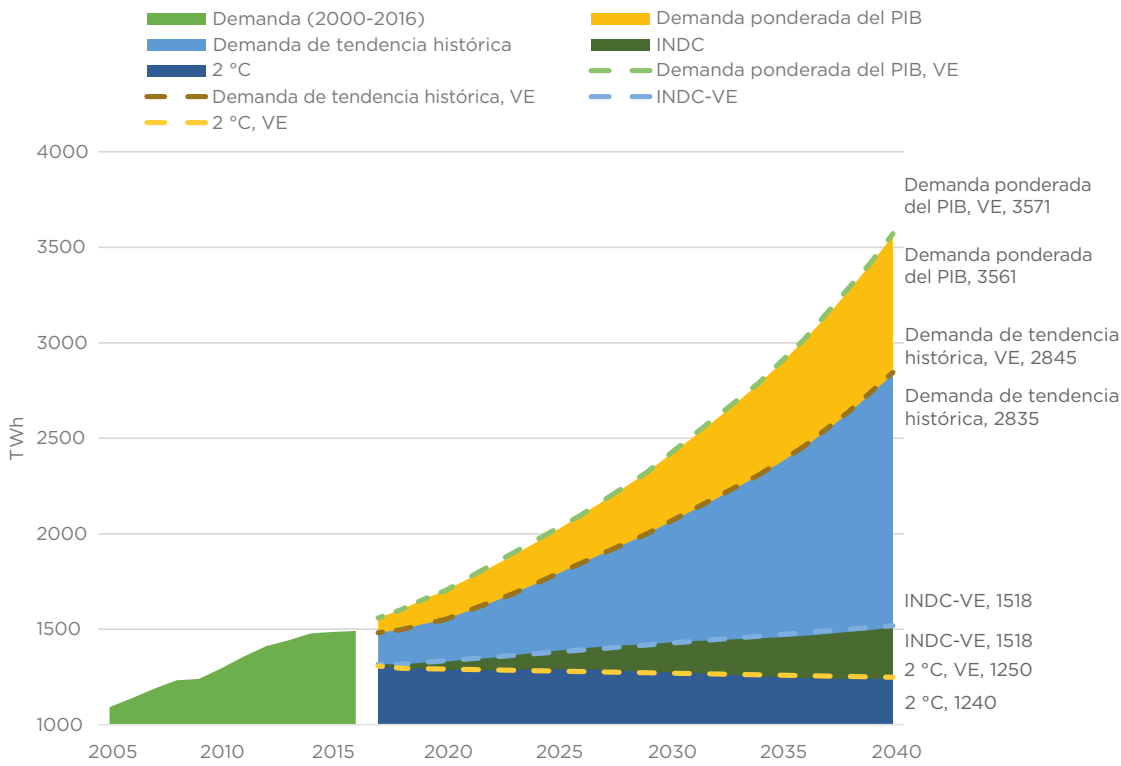
Para concluir, en la siguiente figura, las necesidades eléctricas regionales de ALC se muestran en varios escenarios. La demanda ponderada por el PIB y la demanda de tendencia histórica son los 2 escenarios de referencia que indican que no hay cambios repentinos en las regulaciones de eficiencia energética o cambios estructurales en los subsectores; es decir, la composición

26. *Este cálculo es el escenario ETS de las ETP 2017. Incorpora mejoras tecnológicas en la eficiencia energética y opciones modales que apoyan el logro de las políticas que se han anunciado o que se encuentran en estudio.*

27. *Global Electric Vehicle Outlook, IEA, 2017*

de la demanda eléctrica residencial, industrial y de transporte no cambia estructuralmente. Los escenarios INDC y 2 °C, respectivamente, se ajustan a los potenciales de eficiencia energética, asumiendo que todos los países cumplen los compromisos de INDC o los objetivos de emisiones globales de 2 °C. Luego, ilustrados con líneas punteadas, cada uno de los 4 escenarios añade otros 10 TWh de necesidades eléctricas proyectadas debido al despliegue de VE en 2040 y, acumulando de 2017 a 2040, 57 TWh para las próximas dos décadas.

Figura 15. Necesidades de electricidad de ALC hasta 2040 con ajustes de sensibilidad en escenarios de eficiencia energética y vehículos eléctricos



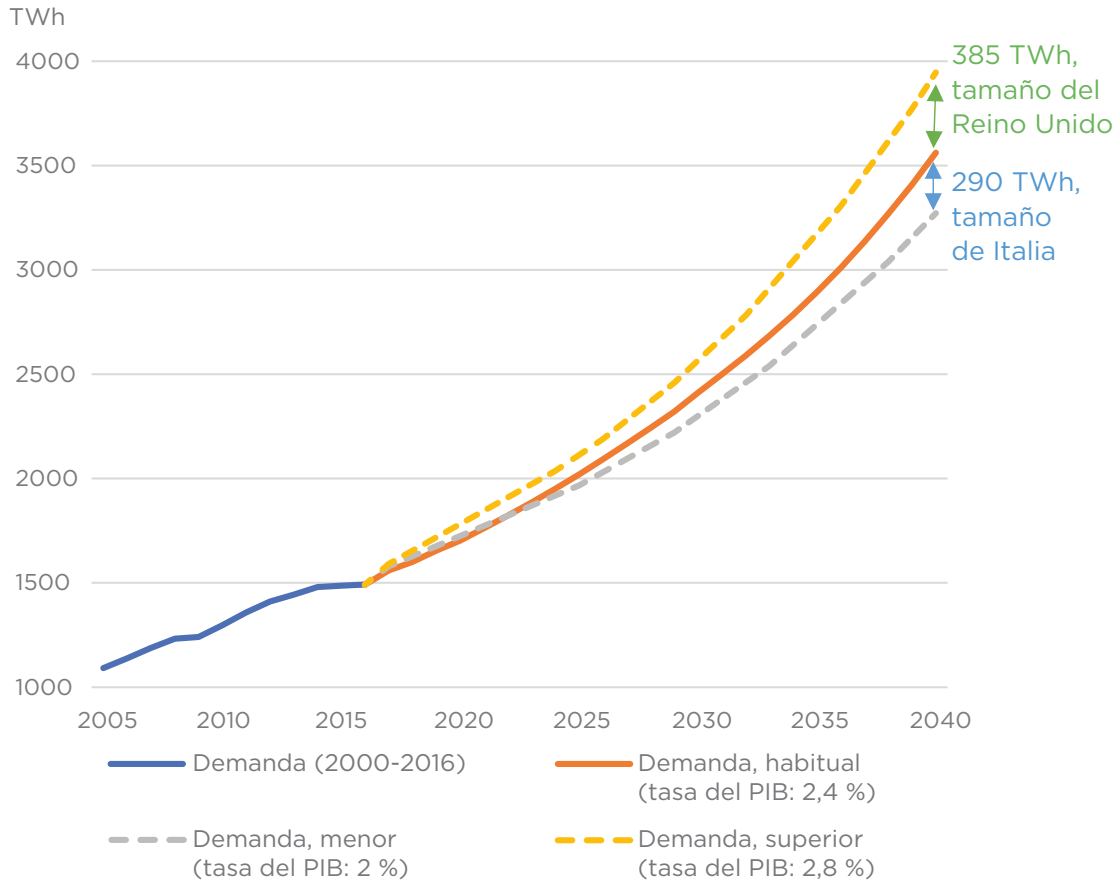
Los escenarios INDC y 2 °C, respectivamente, se ajustan a los potenciales de eficiencia energética, asumiendo que todos los países cumplen los compromisos de INDC o los objetivos de emisiones globales de 2 °C.

5.3. CRECIMIENTO DEL PIB

Como hemos visto en secciones anteriores, la demanda de electricidad es sensible al desarrollo económico, debido a la íntima correlación estructural entre la demanda de electricidad y el PIB. Y en la región de ALC, los escenarios políticos y económicos son altamente volátiles e impredecibles[28]. Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, México, Paraguay y Venezuela se encontraban en procesos de elección/inicio de mandato en 2018. Los cambios potenciales en el desempleo, el comercio y las políticas del sector industrial afectarán seguramente el PIB en diferentes grados en varios países. Con esta advertencia en mente, el FMI calcula que la región registrará un crecimiento del 2,8 % entre 2019 y 2022.

En este estudio, el supuesto del PIB promedio anualizado hasta 2040 es de un moderado 2,4 % para toda la región. Para generar algunos impactos macroeconómicos de mayor solidez, es conveniente ajustar la tasa de crecimiento del PIB a fin de reflejar algunos impactos monetarios potenciales y reales. Sobre la base de las referencias bibliográficas en la tabla 3, en la siguiente figura se presenta un intervalo de confianza de 2 % a 2,8 % (± 17 % del escenario de crecimiento habitual).

Figura 16. Escenarios de demanda con ajustes del PIB, 2005-2040



28. *Ver BID (2018), Informe Macroeconómico de América Latina y el Caribe: la hora del crecimiento.*

Dado este panorama de incertidumbre, contar con un sistema de energía flexible y con capacidad de respuesta es esencial si los reguladores y las empresas de servicios públicos desean asegurar la confiabilidad de la red y evitar activos estancados con flujos de efectivo deteriorados.

En este punto, tomando como referencia la intensidad energética de un escenario habitual, la demanda final de energía se ajusta en función de los diferentes niveles de crecimiento probable del PIB en la región: con una previsión más optimista del 2,8 %, se necesitará una cantidad de energía adicional del tamaño de la de Reino Unido en 2040. Con una previsión recesiva (crecimiento del 2 %), la diferencia será equivalente al tamaño de la demanda eléctrica de Italia.

Dado este panorama de incertidumbre, contar con un sistema de energía flexible y con capacidad de respuesta es esencial si los reguladores y las empresas de servicios públicos desean asegurar la confiabilidad de la red y evitar activos estancados con flujos de efectivo deteriorados.

6. CONCLUSIÓN

Esta investigación explora distintos escenarios de demanda, suministro e inversión de los países de ALC sin esperar cambios en sus "tendencias" actuales. Estas tendencias incluyen (i) la evolución del porcentaje de cada fuente de energía en la matriz eléctrica, tanto renovable como convencional, (ii) la adopción de nuevas tecnologías e incentivos a través de políticas, y (iii) el grado de cumplimiento de los planes de expansión por parte de los participantes en el mercado y de los reguladores. En otras palabras, el mercado funcionará perfectamente con los instrumentos de política adecuados, es decir, tarifas de alimentación y subastas, y mecanismos de distribución, de modo que la ejecución de los planes de expansión esté garantizada hasta su horizonte de pronóstico.

El mercado funcionará perfectamente con los instrumentos políticos adecuados, es decir, tarifas de alimentación y subastas, y mecanismos de distribución, de modo que la ejecución de los planes de expansión esté garantizada hasta su horizonte de pronóstico.

Sobre la base de esos supuestos, el papel de los planes de expansión y especialmente su ejecución se deben considerar como factores importantes, más allá de los resultados proyectados en esta nota (secciones 3 a 5). Para los reguladores y los coordinadores de mercado, mantener la planificación y un poder institucional efectivo ayudará a lograr una matriz de generación eléctrica deseable y precios asequibles, que son los principales objetivos para los mercados eléctricos internos.

Para ajustar el mercado regional y las transacciones más amplias, se deben hacer esfuerzos para homogeneizar los planes de expansión en ALC. Esto es aún más esencial ahora que se ponen en marcha las dos redes regionales más grandes: SIEPAC[29] en América Central y SINEA[30] en la región andina. Es conveniente consolidar los recursos técnicos y financieros, dado que en la actualidad no se forman precios de compensación de mercado y que los volúmenes de transacciones son bajos.

Si bien las demandas de electricidad e inversión en ALC experimentarán un crecimiento constante en los próximos años, no estarán libres de los desafíos de desarrollo ni de dificultades tecnológicas. Como ejemplo, en el sector residencial, la electrificación rural y las cocinas eléctricas van a suponer un reto para el último 3 % de la población que aún no tenga acceso a la electricidad. Además, los dispositivos domésticos inteligentes y las fuentes de generación distribuidas (por ejemplo, energía solar fotovoltaica) están introduciendo consumidores activos (es decir, prosumidores) a la red. La forma de asegurar que las necesidades de energía de la red se adecúen a las necesidades de energía eléctrica que indiquen los medidores y la forma en que la transición conducirá a cambios sectoriales en la economía y en las obligaciones climáticas son aspectos que sería interesante explorar. Esperamos abordar esta tarea tan pronto como los datos y los recursos estén disponibles en la región.

Si bien las demandas de electricidad e inversión en ALC experimentarán un crecimiento constante en los próximos años, no estarán libres de los desafíos de desarrollo ni de dificultades tecnológicas. Como ejemplo, en el sector residencial, la electrificación rural y las cocinas eléctricas van a suponer un reto para el último 3 % de la población que aún no tenga acceso a la electricidad.

29. *El Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC), es el primer sistema de transmisión regional grande de América Latina, que conecta Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá con 1800 kilómetros de línea de transmisión de 230 kilovoltios.*

30. *En la región andina, Chile, Colombia, Ecuador y Perú (Bolivia participa como observador) también buscan integrar sus sistemas de energía a través del proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).*

REFERENCIAS

Al-Saba, Tawfiq e Ibrahim El-Amin. 1999. "Artificial Neural Networks as Applied to Long-Term Demand Forecasting." Artificial Intelligence in Engineering 13 (2): 189–97. doi:10.1016/S0954-1810(98)00018-1.

Al-Shaalan, A. 2009. "Esential aspects of power system planning in developing countries". Journal of King Saud University-Engineering Sciences 23, 27-32.

Amarawickrama, Himanshu A. y Lester C. Hunt. 2008. "Electricity Demand for Sri Lanka: A Time Series Analysis." Energy 33 (5). Elsevier Ltd: 724–39. doi:10.1016/j.energy.2007.12.008.

Balza, L., Espinasa R. y Serebrisky, T. 2016. Lights On: Energy Needs in Latin America and the Caribbean to 2040. IDB Monograph. Inter-American Development Bank, Washington, DC.

Balza, L., Jimenez, R. y Ortega, L. 2013. "Models for Forecasting EnergyUse and Electricity Demand: An application to Central American Countries, Mexico and Dominican Republic". Inter-American Development Bank. Mimeo.

Davis L., Martinez S. y Taboada B. 2017. How Effective is Energy-Efficient Housing? Evidence from a Field Experiment in Mexico. IDB Working Paper. Inter-American Development Bank, Washington, DC.

Fardoust S., Dhareshwar A. 2013. Some Thoughts on Making Long-Term Forecasts for the World Economy. Policy Research Working Paper. World Bank, Washington, DC.

Lee, T.H., Tabors, R. y Ball, B.C. 1990. Energy Aftermath.

Steinbuks J. 2017. Assessing the Accuracy of Electricity Demand Forecasts in Developing Countries. Policy Research Working Paper. World Bank, Washington, DC.

Sanchez, JJ., Barquín, J., Centeno, E., Lopez-Peña. 2007. "System Dynamics models for generation expansion planning in a competitive framework: oiligopoly and market power representation". Proceeding of the 25th International Conference of the System Dynamic Society, Boston, United States.

Malla S. y Timilsina G. Long-Term Energy Demand Forecasting in Romania. Policy Research Working Paper. World Bank, Washington, DC.

Yépez-García R., Johnson T. y Andrés L. Meeting the Balance of Electricity Supply and Demand in Latin America and the Caribbean. Policy Research Working Paper. World Bank, Washington, DC.

Fahimifard, S. M., Homayounifar, M., Sabouhi, M. y Maghaddamnia, A.R. (2009) Comparison of ANFIS, ANN, GARCH and ARIMA Techniques to Exchange Rate Forecasting. Journal of Applied Sciences 9: 3641-3651
British Petroleum. 2017. Energy Outlook, 2017

REFERENCIAS

DNV GL. 2107. Energy Transition Outlook, 2017.

Energy Sector Management Assitance Program. 2016. META: Model for Electricity Technology Assessment. World Bank, Washington, DC.

International Energy Agency. 2017. Energy Efficiency Market Report, 2017.

International Energy Agency. 2017. Energy Technology Perspectives, 2017.

International Energy Agency. 2017. Global Electric Vehicle Outlook, 2017.

International Energy Agency. 2017. World Energy Outlook, 2017.

International Energy Agency. 2016. World Energy Balances, IEA, Paris, France.

United Nation Environment and Europe Union. 2017. Movilidad Eléctrica Oportunidades Para Latinoamérica.

U.S. Energy Information Agency. 2017. Annual Energy Outlook, 2017.

ANEXO A

ELASTICIDAD DE PRECIOS E INGRESOS DE LA DEMANDA

Debido a la importancia que tiene en nuestras actividades diarias, el consumo de electricidad ha recibido una atención considerable tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo. Para los responsables políticos, es necesario calcular cómo responderán los consumidores a los cambios de precios e ingresos y cuantificar este impacto en la demanda de energía. Los tomadores de decisión política desarrollar esquemas de fijación de precios de la electricidad más eficaces, mediante cálculos de elasticidad de precios de la demanda e ingresos.

La elasticidad de precio (ingreso) es una medida normalizada para cuantificar cómo cambia el uso de un bien cuando su precio (ingreso) varía en un 1 %. Por lo tanto, es una medida relativa de respuesta. Según la teoría económica, si todos los demás factores permanecen constantes, la demanda de electricidad disminuirá a medida que se incremente el precio de la energía y viceversa. La electricidad se comporta como un bien normal, pero la sensibilidad de los consumidores a los cambios de precios e ingresos puede variar sustancialmente dependiendo de la ubicación, del tipo de consumidor, de la estación del año e incluso del momento determinado del día.

Según la teoría económica, si todos los demás factores permanecen constantes, la demanda de electricidad disminuirá a medida que aumente el precio de la energía.

Dada esa heterogeneidad, el siguiente anexo resume la investigación académica que muestra variaciones significativas en los cálculos de la elasticidad de la demanda de electricidad, tanto de precio como de ingreso.

CLIMA

El clima parece tener un impacto importante pero no definitivo en el consumo de electricidad, particularmente en el sector residencial. Usando datos de hogares en Estados Unidos, Karamerschen y Porter (2004) descubrieron que el clima frío parece afectar la demanda residencial más que el calor, mientras que en India, Filippini y Pachauri (2004) demostraron que la demanda de electricidad es poco elástica en cuanto a ingresos y precios durante las temporadas de invierno, monzón y verano.

El clima parece tener un impacto significativo pero no definitivo en el consumo de electricidad, particularmente en el sector residencial.

UBICACIÓN

Ekholm *et al*. (2010) proponen que las opciones energéticas de los consumidores con diferentes ingresos y ubicaciones se deben evaluar por separado en los análisis de política energética. El documento intenta establecer un marco más sólido para modelar las opciones energéticas de los hogares, teniendo en cuenta explícitamente las condiciones económicas heterogéneas y las preferencias de las poblaciones rurales y urbanas. Las poblaciones rurales dependen en gran medida de los combustibles tradicionales, a pesar de que el uso de la electricidad aumenta con los crecientes niveles de gasto.

En las zonas urbanas, el paso de los combustibles tradicionales a los modernos es más evidente, ya que la cantidad absoluta de consumo de energía tradicional está disminuyendo con el aumento de los gastos. Al evaluar el nuevo sistema de precios residenciales para la electricidad en China, Ling, Rizov y Wong (2014) descubrieron que las elasticidades de precios e ingresos para los sectores domésticos son de -0,412 y 1,476 a nivel nacional, -0,3 y 1,33 en zonas urbanas, y -0,522 y 1,093 en zonas rurales. Sus resultados empíricos revelaron una importante heterogeneidad en la capacidad de respuesta a los cambios en el precio de la electricidad por nivel de ingreso y de ubicación del hogar.

TIEMPO REAL

Lijesen (2007) se centra en la respuesta de la demanda en el mercado de electricidad, intentando hacer un cálculo empírico de la elasticidad en tiempo real de la electricidad en los Países Bajos. Define la elasticidad en tiempo real como la elasticidad del precio de la demanda en una base de una hora a otra. La literatura sobre elasticidades de precios se centra en datos trimestrales o anuales. La literatura sobre elasticidades en tiempo real es muy escasa[31]; sin embargo, la elasticidad en tiempo real que descubrió Lijesen es aun más escasa en comparación a la literatura empírica. Si el resultado se mantiene, los aumentos de precios tienen un efecto limitado en tiempo real sobre la demanda de electricidad.

La literatura sobre elasticidades de precios se centra en datos trimestrales o anuales.

INGRESOS

En su estudio del mercado japonés entre 1990 y 2007, Okajima y Okajima (2013) descubrieron que los ingresos y el mal clima afectan drásticamente la elasticidad de los precios del consumo residencial de electricidad. El resultado más notable es que la elasticidad del precio es mayor en las zonas de mayores ingresos: los coeficientes son -0,479 en las regiones ricas, -0,425 en las regiones de ingresos medios y -0,383 en las regiones de bajos ingresos.

Otros que han realizado investigaciones sobre el sector son Nakajima (2010), que calcula la elasticidad del precio en 1,127 para el período 1975-2005, y Tanishita (2009), que demuestra que las elasticidades de precios a corto plazo para el consumo residencial oscilan entre -0,5 y -0,9, y que las elasticidades a largo plazo oscilan entre -1 y -2,7 para el período 1986-2006.

31. *Se recomienda consultar la Tabla 4 del artículo de Lijesen.*

PRECIO

Krishnamurthy y Kristrom (2015) proporcionan cálculos sobre la elasticidad de precios e ingresos en hogares de 11 países de la OCDE, coherentes entre sí. En la mayoría de los países, hallaron una gran capacidad de respuesta a los precios, con elasticidades que oscilaban entre 0,27 para Corea del Sur y 1,4 para Australia. Narayan, Smyth y Prasad (2007) aplicaron técnicas desarrolladas de cointegración de panel y de raíz unitaria de panel para calcular las elasticidades de ingresos y precios a largo y corto plazo de la demanda residencial de electricidad en los países del G7.

TIPO DE CONSUMIDOR

Las elasticidades también cambian según el tipo de consumidor. Karmeschen y Porter (2004) descubrieron que los clientes residenciales son más sensibles a los precios que los clientes industriales. Los cálculos de la elasticidad de precios oscilan entre -0,85 y -0,94 para los usuarios residenciales, y entre -0,34 y -0,55 para los usuarios industriales. Al analizar el mercado eléctrico de Turquía en el período 1960-2008, Arisoy y Ozturk (2014) concluyeron que la elasticidad del ingreso de la demanda para el sector industrial es de 0,979 y para el sector residencial, de 0,955.

Los cálculos de la elasticidad de los precios son muy poco flexibles tanto para la demanda industrial como para la residencial: -0,014 y -0,0223, respectivamente. Esto significa que un aumento de precios no disminuirá la demanda, porque tanto los consumidores residenciales como los industriales consideran la electricidad como una necesidad fundamental.

Esto significa que un aumento de precios no disminuirá la demanda, porque tanto los consumidores residenciales como los industriales consideran la electricidad como una necesidad fundamental.

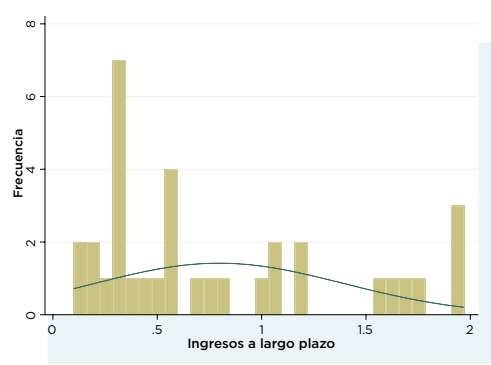
En las últimas décadas, muchos estudios han calculado la función de la demanda de electricidad a nivel nacional y regional, y la mayoría concluye que la demanda es poco flexible en cuanto a precios. Sin embargo, no se ha alcanzado un consenso sobre la metodología del modelado. Por ejemplo, Amarawickrama y Hunt (2008) calculan las funciones de la demanda de electricidad para Sri Lanka utilizando seis técnicas econométricas. El trabajo investiga la manera en

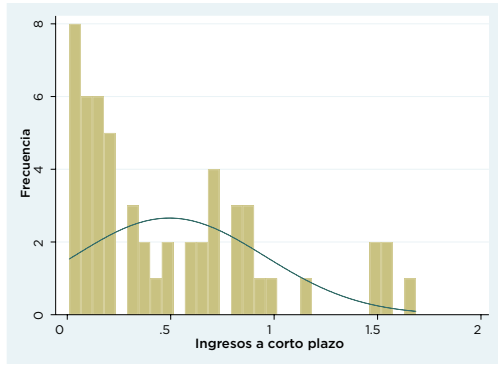
que se comportan los diferentes métodos de cálculo de series temporales en términos de modelización de la demanda pasada. La elasticidad del ingreso calculada a largo plazo oscila entre 1 y 2, y la elasticidad del precio calculada a largo plazo entre 0 y -0,06.

La Figura A.1 muestra la distribución y la frecuencia de las elasticidades de ingresos y precios en los estudios revisados, lo que revela una heterogeneidad significativa en la capacidad de respuesta a los cambios en los precios de la electricidad. Para hacerlo más exhaustivo, separamos el panel en dos partes: la parte superior muestra las elasticidades de los ingresos y la parte inferior representa las elasticidades de los precios que se encuentran en la literatura revisada. Cada lado está compuesto por dos figuras en las que la distribución se indica mediante una línea azul y la frecuencia mediante una barra verde para las elasticidades de largo y corto plazo.

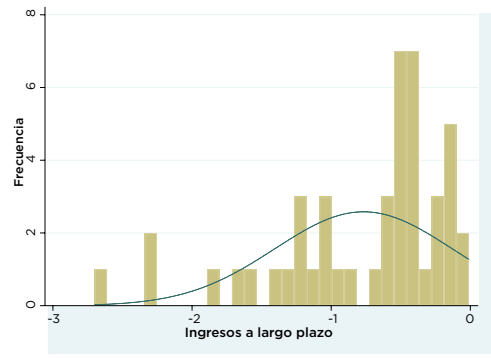
Figura A.1. Comparación de cálculos de elasticidades de ingresos y de precios a corto y largo plazo de la demanda de electricidad

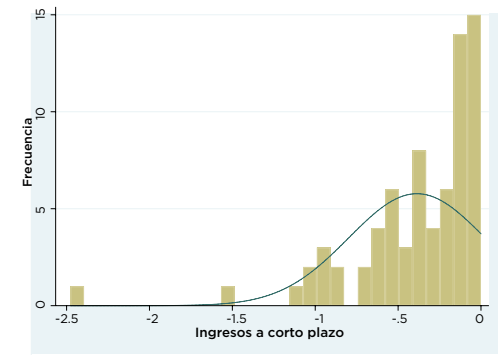
Elasticidades de ingresos





Elasticidades de precios





Fuente: Estimación del BID

Específicamente, para una muestra de países de América Latina encontramos las siguientes elasticidades de precios e ingresos, que se muestran en la tabla A.1. Para que se puedan comparar, hemos separado por columnas las elasticidades de precios e ingresos a largo y corto plazo que se encuentran en cada documento.

Tabla A.1. Comparación de cálculos de elasticidades a corto y largo plazo de la demanda en países seleccionados de ALC

Autor(es)	País	Precio a corto plazo	Precio a largo plazo	Ingresos a corto plazo	Ingresos a largo plazo
Modiano (1984)	Brasil		-0,118		0,332
Berndt y Samaniego (1984)	México	-	-0.47	-	0,73
Westley (1989)	Costa Rica	-	-0,45	-	0,2
Maddock, Castano y Vela (1992)	Colombia	-0,466	-	0,301	-
Benavente, et al. (2001)	Chile	-0,0548	-0,39	0,079	0,2
Chang y Martínez-Chombo (2003)	México	-	-0,44	-	1,95
Schmidt y Lima (2004)	Brasil	-	-0,085	-	0,539
Irffi et al. (2006)	Brasil	-0,2349	-0,8393	0,0127	0,684
Casarin y Delfino (2011)	Argentina	-0,1	-0,2	-	-

ANEXO B
REVISIONES DE LOS PLANES DE EXPANSIÓN

Para la elaboración de esta nota técnica, se consultaron los siguientes planes de expansión. La tabla está organizada por país, documento revisado, año de publicación y año en que finalizan las proyecciones. Las dos últimas columnas de la tabla presentan la autoridad/agencia gubernamental responsable de la publicación del plan de expansión y la frecuencia con la que se publican las proyecciones.

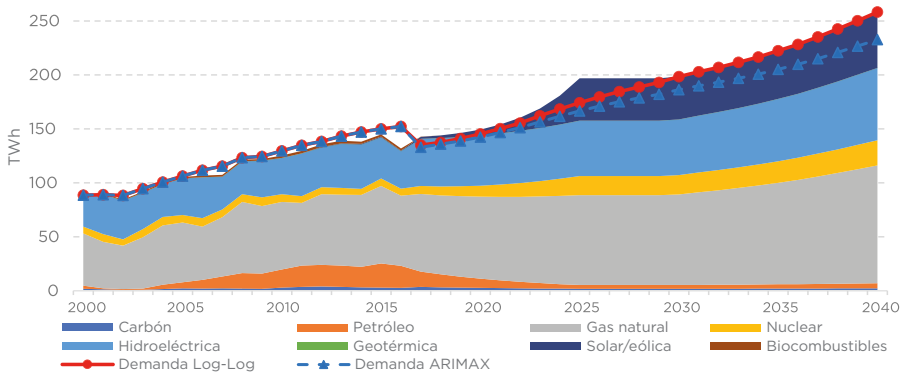
Tabla B.1. Planes de expansión de los países

País	Plan de expansión revisado	Horizonte de pronóstico (año de publicación)	Autoridad
Argentina	Escenarios Energéticos 2025	2025 (2016)	Ministerio de Energía y Minería
Bahamas	Energy Dossier		Banco Interamericano de Desarrollo
Barbados	OLADE SIER		Banco Interamericano de Desarrollo
Belice	Energy Dossier		Empresa de Pesquisa Energetica
Brasil	Plano Nacional de Energia 2030	2030 (2007)	
Bolivia	Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional	2022 (2012)	
Chile	Plan de Expansión de la Generación (privado)	2036	
Colombia	UPME Plan de Expansión 2016-2030	2030 (2017)	UPME
Costa Rica	Plan de Expansión de la Generación Eléctrica Periodo 2014-2035	2035 (2014)	Instituto Costarricense de Electricidad
Rep. Dominicana	Actualización del Estudio de Plan de Obras para la Generación y Transmisión del SENI, 2018-2030	2030 (2017)	Informe Final
Ecuador	lan MaestroP de Electrificación 2013 -2022	2022 (2013)	Consejo Nacional de Electricidad
El Salvador	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2012-2026	2026 (2011)	Consejo Nacional de Energía
Guatemala	Planes Indicativos de Generación y Transmisión	2030 (2016)	Ministerio de Energia y Minas
Guyana	OLADE SIER		
Haití	EDH capacity installed	2040	EDH
Honduras	Plan de Expansión de la Generación (privado)	2030 (2017)	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
Jamaica	OLADE SIER		
México	PROGRAMA de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031	2031 (2016)	Secretaria de Energía
Nicaragua	Plan de Expansión de la generación eléctrica de 2016-2030	2030 (2017)	Ministerio de Energía y Minas
Panamá	Plan EnergéticoNacional 2015-2050	2050 (2015)	Secretaria Nacional de Energía
Paraguay	Elaboración de la Prospectiva Energética de la República de Paraguay 2013-2040	2040 (2015)	Informe Final
Perú	OLADE SIER	2036	Informe Preliminar
Surinam	OLADE SIER		
Trinidad y Tobago	OLADE SIER		
Uruguay	Plan de Expansión de la Generación (privado)	2036	Informe Preliminar
Venezuela	OLADE SIER	2040	

ANEXO C
RESÚMENES DEL SECTOR ENERGÉTICO

Argentina
Resumen del sector eléctrico

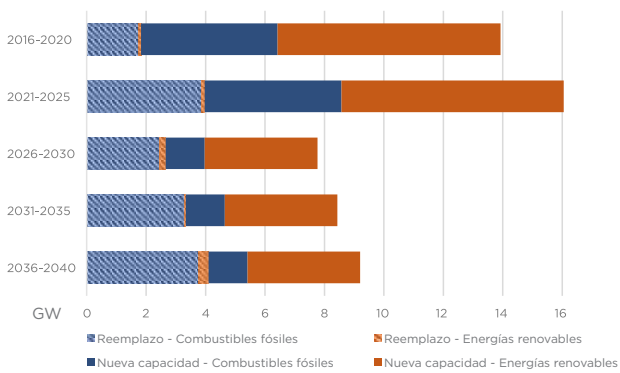
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



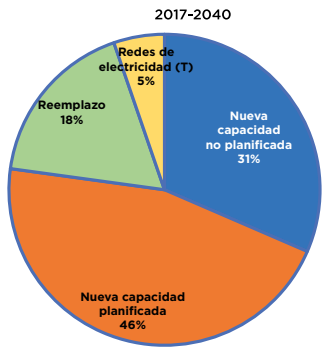
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	24,2 GW	39,25 mil mill. USD	2016-2025	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	15,30 GW 8,92 GW	27,06 mil mill. USD 15,78 mil mill. USD	2030-2040 2034-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		27,8 GW (incluida hidroeléctrica) 17,40 GW (excluida hidroeléctrica)	33,70 mil mill. USD 15,08 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		30,212 km	4,53 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		24,571 km	3,68 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

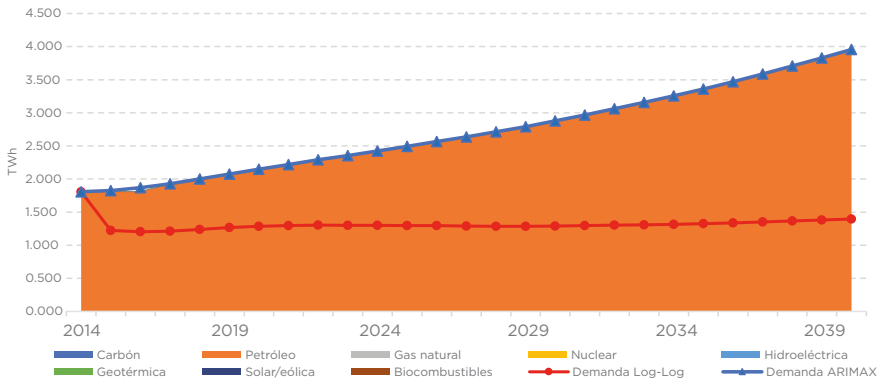


Total = 85.93 mil mill. USD

Bahamas

Resumen del sector eléctrico

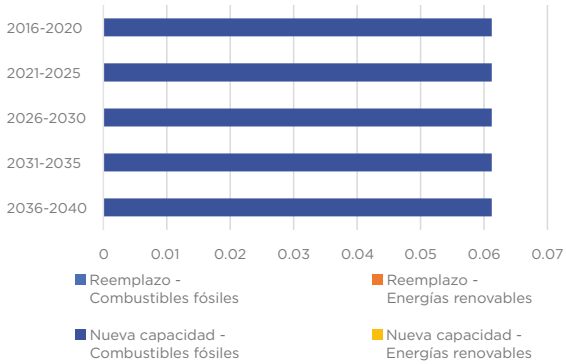
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



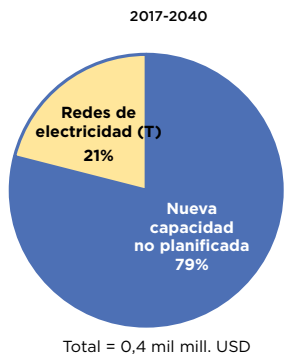
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	0 GW	0 mil mill. USD		Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	0 GW 0,306	0 mil mill. USD 0,31 mil mill. USD	2019-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0 GW	0 mil mill. USD		Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		56 km	0,0083 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		554 km	0,083 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

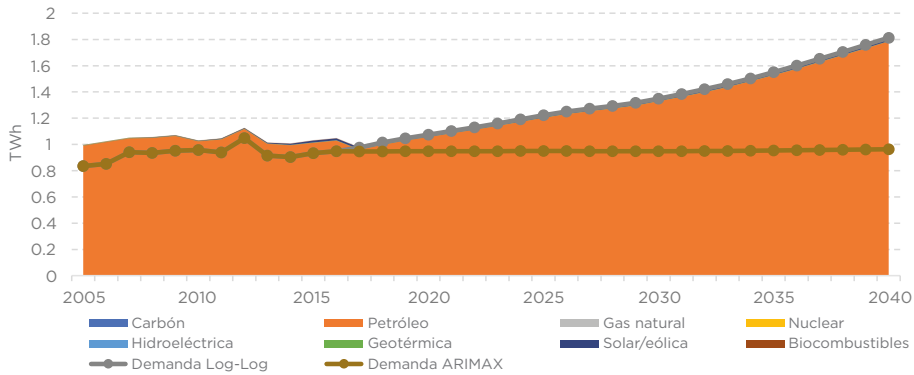


Total = 0,4 mil mill. USD

Barbados

Resumen del sector eléctrico

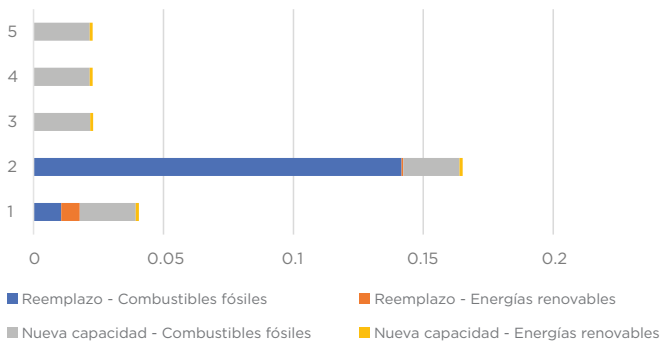
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



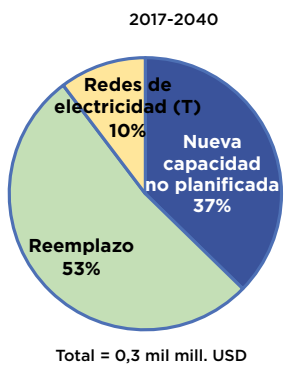
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	0 GW	0 mil mill. USD		Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	0,11 GW -	0,12 mil mill. USD -	2019-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0,16 GW (incluida hidroeléctrica) 0,16 GW (excluida hidroeléctrica)	0,17 mil mill. USD 0,17 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		229 km	0,0343 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		9 km	0,0014 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



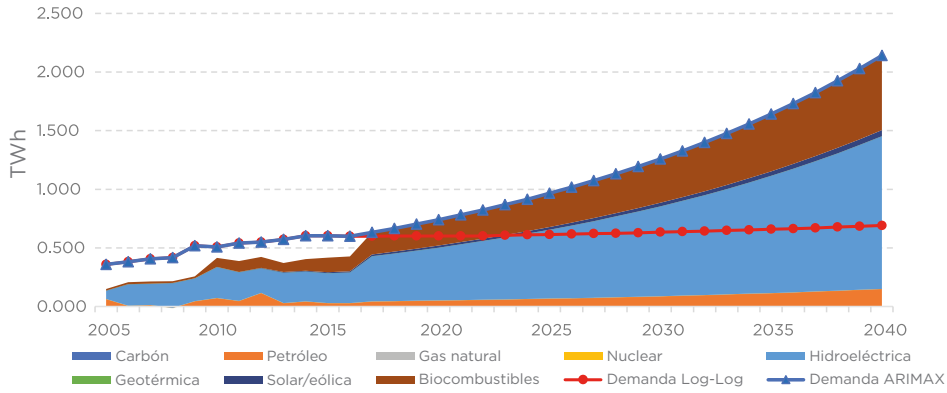
4. Porcentajes de inversión por categoría



Belice

Resumen del sector eléctrico

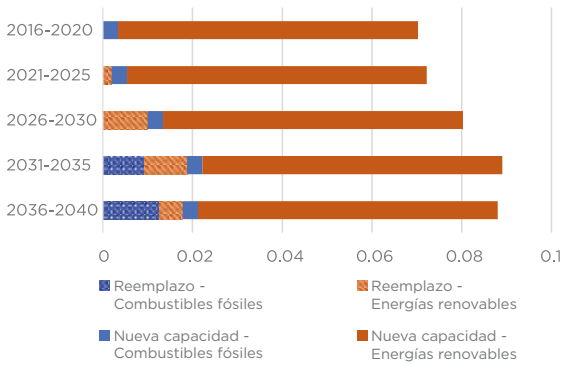
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



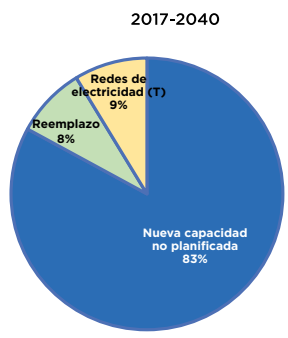
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	0 GW	0 mil mill. USD		Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	0,052 GW 0,351 GW	0,09 mil mill. USD 0,57 mil mill. USD	2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0,05 GW (incluida hidroeléctrica) 0,05 GW (excluida hidroeléctrica)	0,057 mil mill. USD 0,057 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		24 km	0,0036 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		401 km	0,0601 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

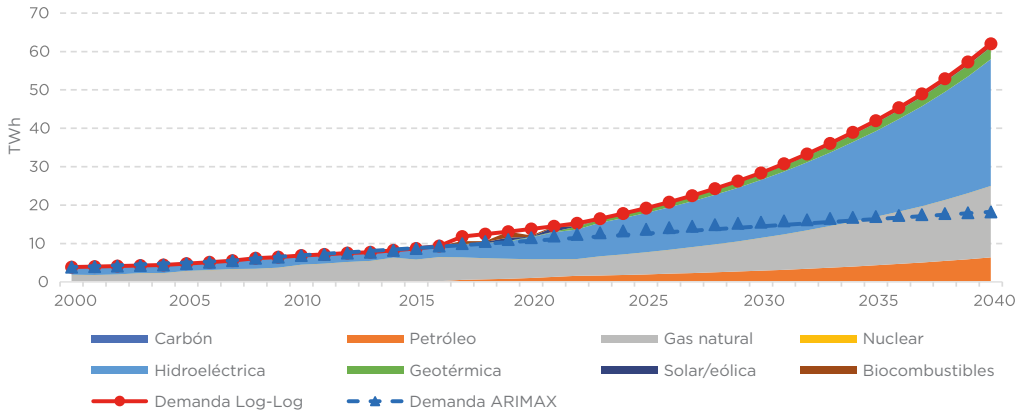


Total = 0,69 mil mill. USD

Bolivia

Resumen del sector eléctrico

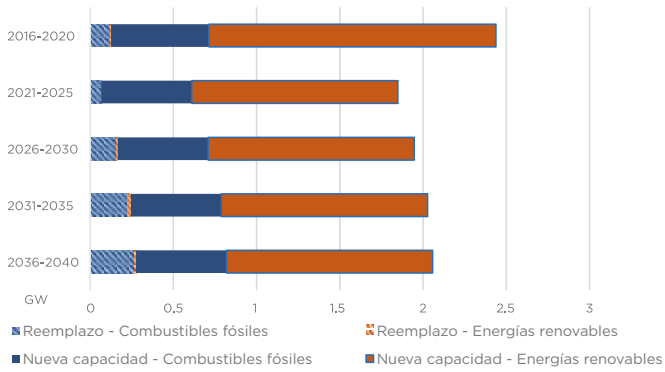
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



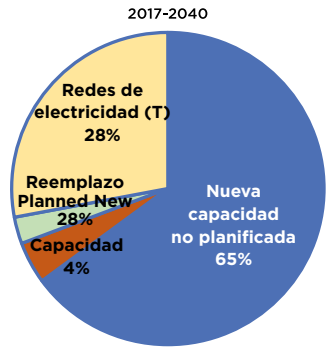
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	0,530 GW	0,856 mil mill. USD	2017-2020	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	8,90 GW 0,725 GW	12,77 mil mill. USD 1,04 mil mill. USD	2017-2040 2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		1,52 GW (incluida hidroeléctrica) 0,544 GW (excluida hidroeléctrica)	1,22 mil mill. USD 0,88 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		36, 644 km	5,49 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		6,565 km	0,984 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

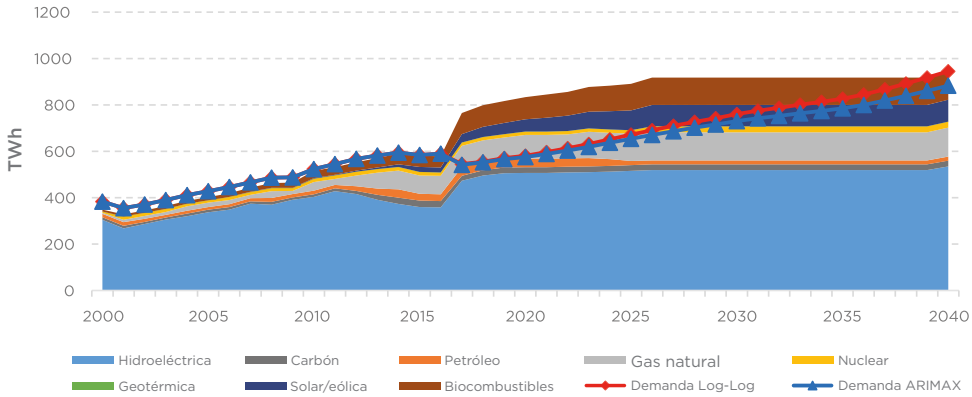


Total = 19,67 mil mill. USD

Brasil

Resumen del sector eléctrico

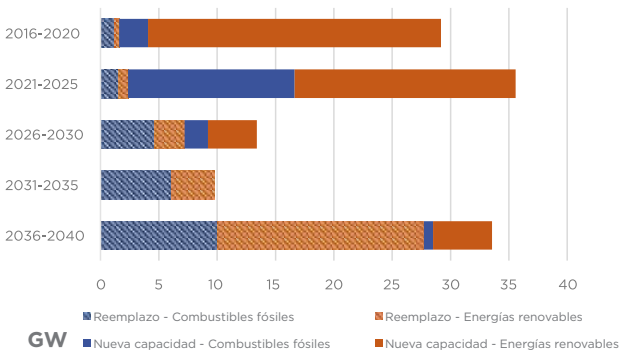
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



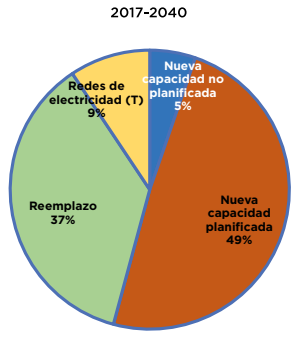
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	66,9 GW	82,83 mil mill. USD	2015-2030	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	5,83 GW 0 GW	8,96 mil mill. USD 0 mil mill. USD	2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		101,6 GW (incluida hidroeléctrica) 48,7 GW (excluida hidroeléctrica)	156 mil mill. USD 61,7 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		105, 633 km	15,84 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		90,360km	13,55 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



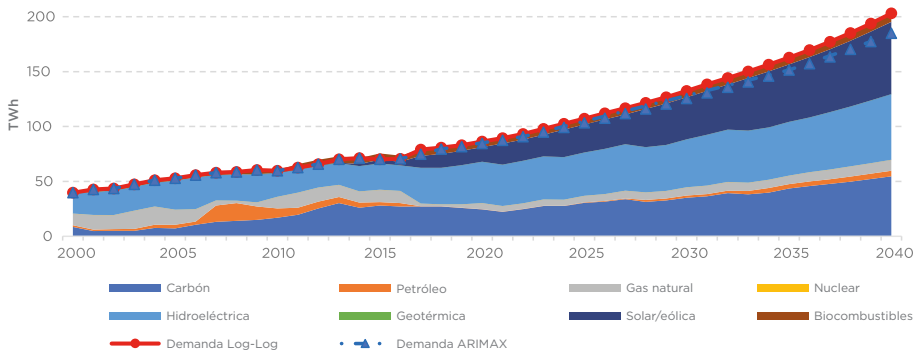
4. Porcentajes de inversión por categoría



Total = 169,37 mil mill. USD

Chile
Resumen del sector eléctrico

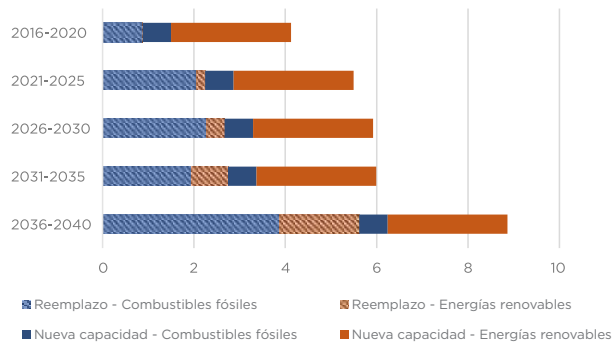
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



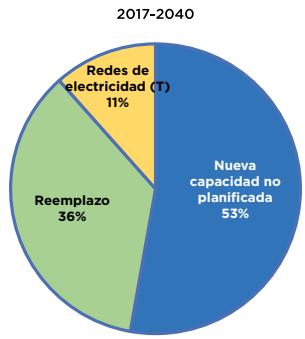
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	GW	USD Bill		Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	16,24 GW 11,63 GW	23,6 mil mill. USD 16,93 mil mill. USD	2017-2040 2036-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		19,58 GW (incluida hidroeléctrica) 14,15 GW (excluida hidroeléctrica)	25,64 mil mill. USD 15,96 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		34, 541 km	5,18 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		29, 849 km	4,47 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

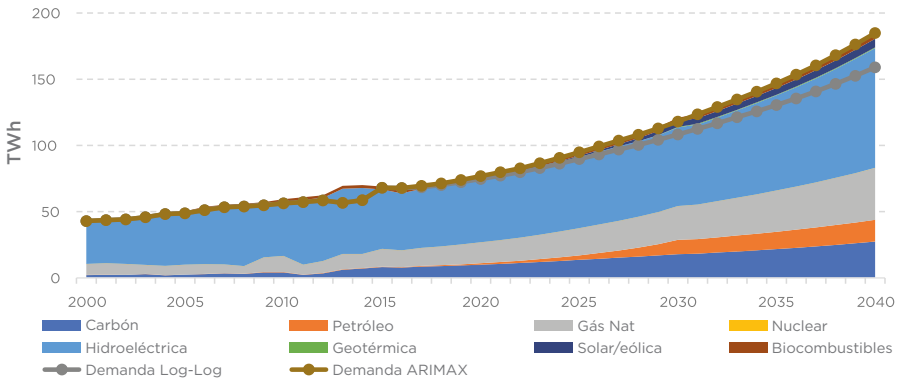


Total = 44,79 mil mill. USD

Colombia

Resumen del sector eléctrico

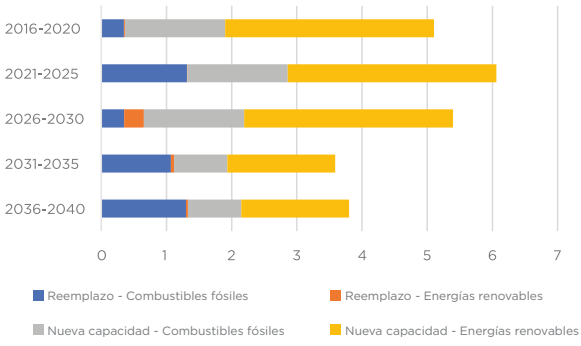
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



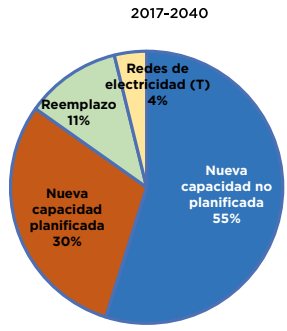
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	6,812 GW	9,63 mil mill. USD	2017-2030	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	7,34 GW 12,35 GW	10,49 mil mill. USD 17,6 mil mill. USD	2033-2040 2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		12,7 GW (incluida hidroeléctrica) 4,7 GW (excluida hidroeléctrica)	17,8 mil mill. USD 3,6 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		6, 371 km	0,955 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		8,182 km	1,22 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

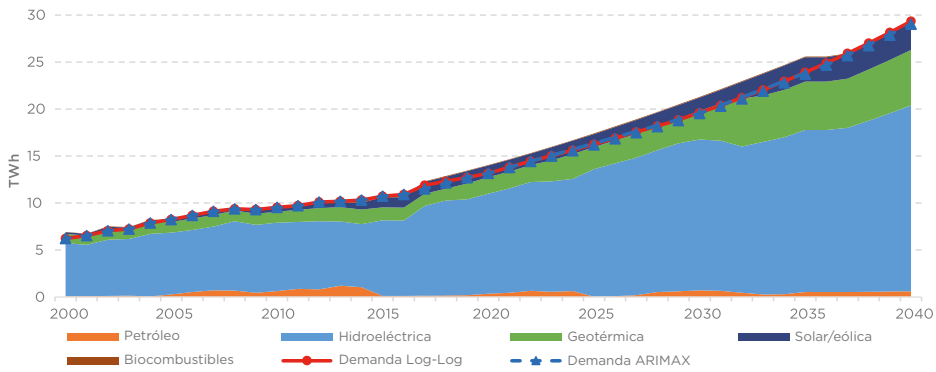


Total = 32,16 mil mill. USD

Costa Rica

Resumen del sector eléctrico

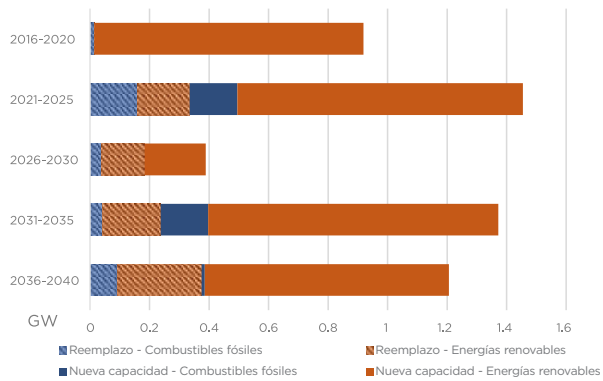
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



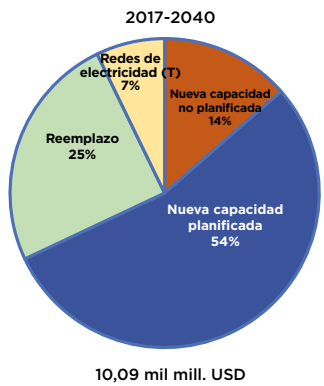
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	3,46 GW	5,49 US Bill	2014-2035	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	0,831 GW 1,762 GW	1,37 mil mill. USD 1,26 mil mill. USD	2037-2040 2037-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		2,62 GW (incluida hidroeléctrica) 1,32 GW (excluida hidroeléctrica)	4,83 mil mill. USD 2,50 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		4, 835 km	0,72 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		4, 754 km	0,71 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



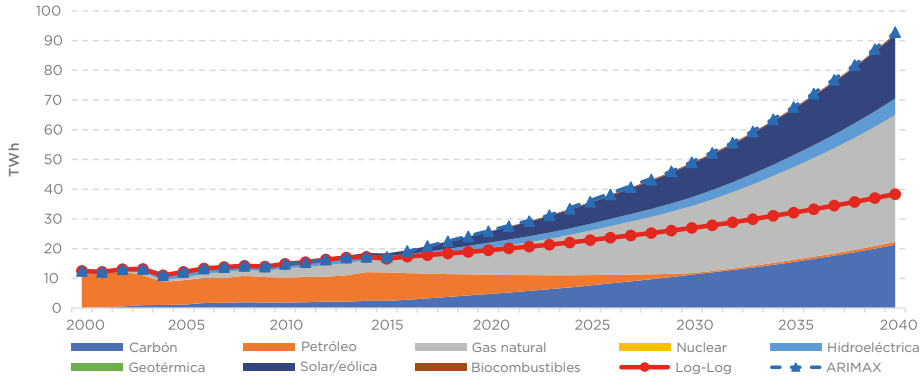
4. Porcentajes de inversión por categoría



República Dominicana

Resumen del sector eléctrico

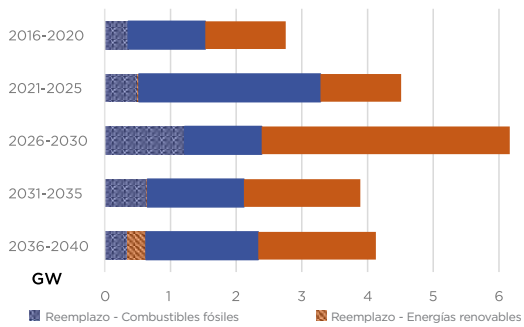
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



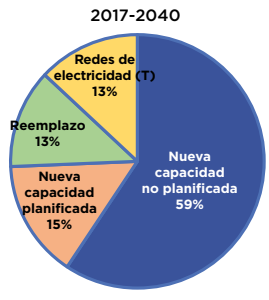
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	4,98 GW	4,57 mil mill. USD	2017-2031	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	1,35 GW 17,481 GW	1,40 mil mill. USD 18,09 mil mill. USD	2035-2040 2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		4,36 GW (incluida hidroeléctrica) 3,46 GW (excluida hidroeléctrica)	5,45 mil mill. USD 3,84 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		5,971 km	0,84 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		26,485km	3,97 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

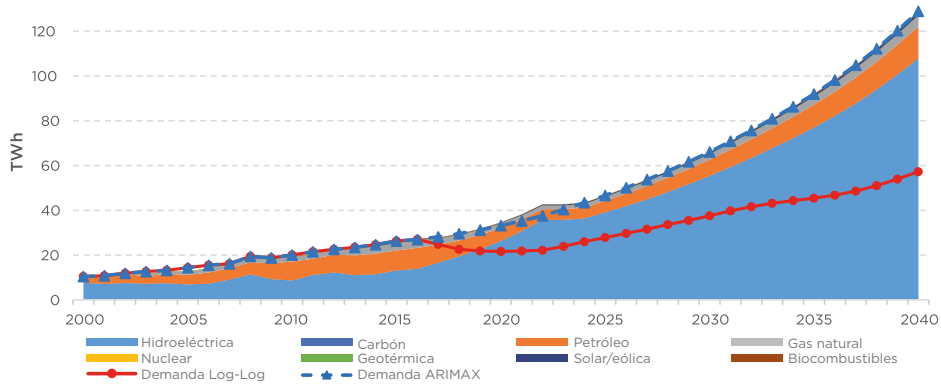


Total = 30,48 mil mill. USD

Ecuador

Resumen del sector eléctrico

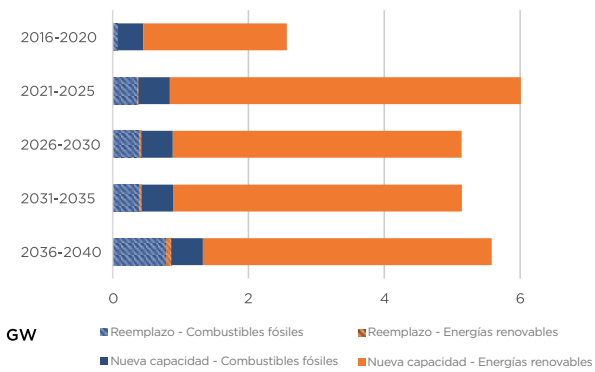
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



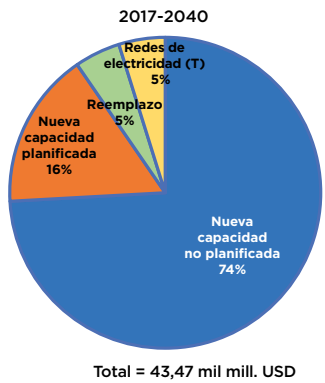
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	5,22 GW	7,083 mil mill. USD	2013-2022	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	3,18 GW 18,86 GW	5,45 mil mill. USD 32,22 mil mill. USD	2032-2040 2025-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		4,17 GW (incluida hidroeléctrica) 2,17 GW (excluida hidroeléctrica)	5,63 UB$ Bill 2,07 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		4,946 km	0,74 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		13,957 km	2,09 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



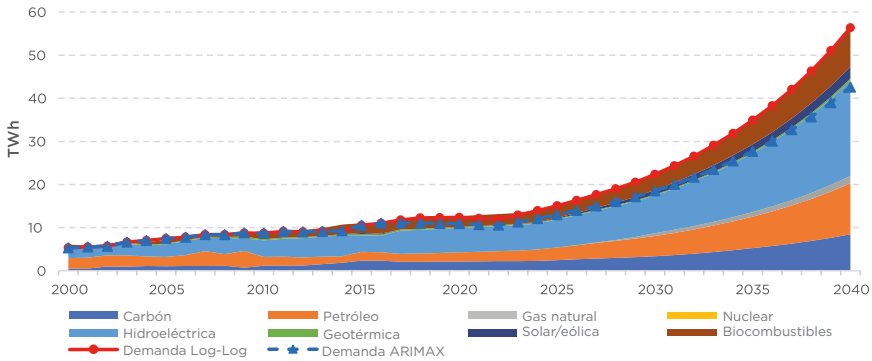
4. Porcentajes de inversión por categoría



Guatemala

Resumen del sector eléctrico

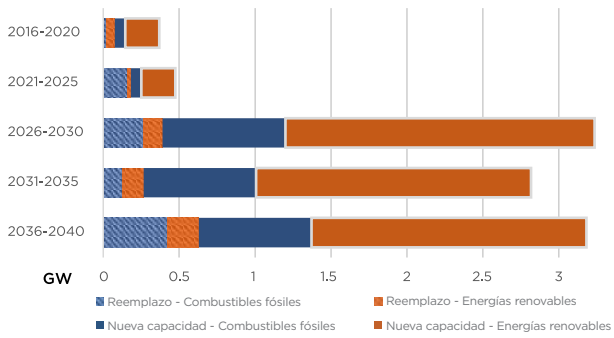
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



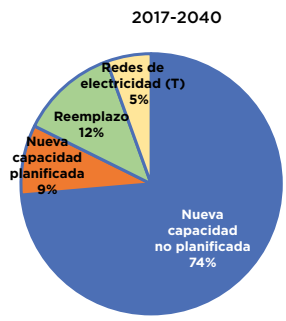
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	0,880 GW	1,34 mil mill. USD	2016-2030	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	7,65 GW 5,01 GW	11,33 mil mill. USD 7,42 mil mill. USD	2024-2040 2027-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		2,19 GW (incluida hidroeléctrica) 1,54 (excluida hidroeléctrica)	3,03 mil mill. USD 1,86 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		5,663 km	0,84 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		3,999 km	0,59 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



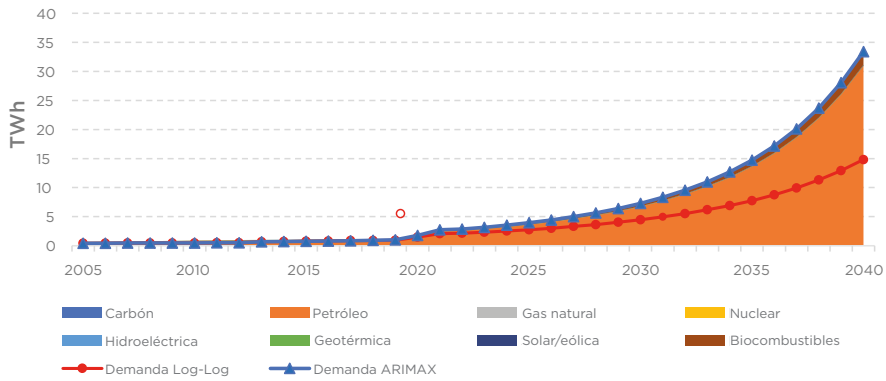
4. Porcentajes de inversión por categoría



Total = 15,39 mil mill. USD

Guyana
Resumen del sector eléctrico

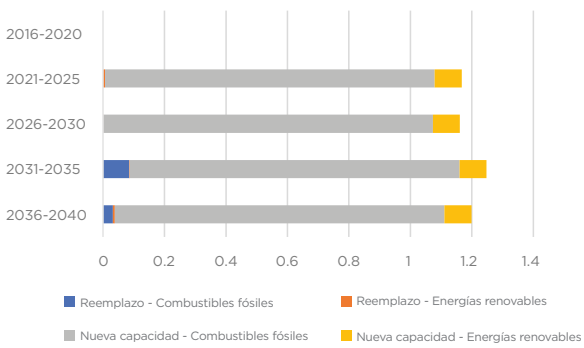
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



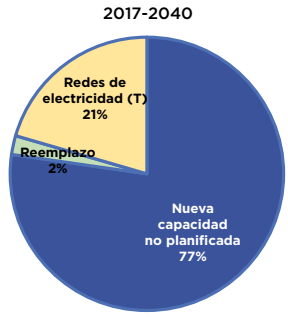
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	0 GW	0 USDBill	2016-2031	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	1,97 GW 4,641 GW	2,04 mil mill. USD 4,79 mil mill. USD	2019-2040 2019- 2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0,133 GW (incluida hidroeléctrica) 0,13 GW (excluida hidroeléctrica)	0,138 mil mill. USD 0,138 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		3, 651 km	0,93 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		8,479 km	1,27 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

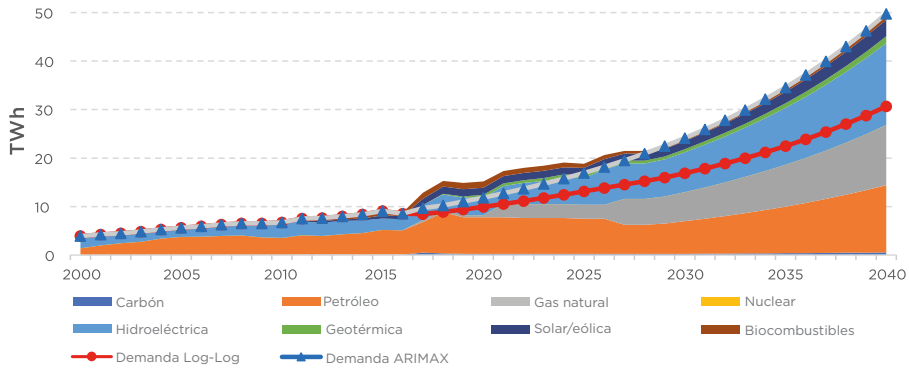


Total = 6,21 mil mill. USD

Honduras

Resumen del sector eléctrico

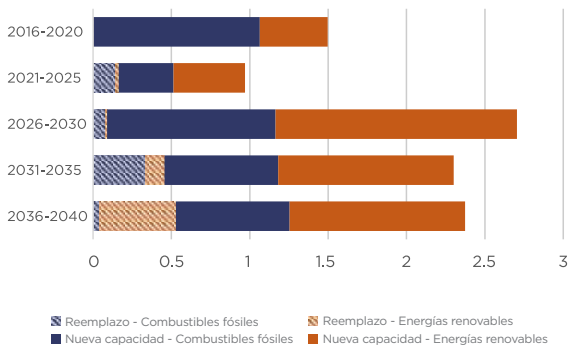
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



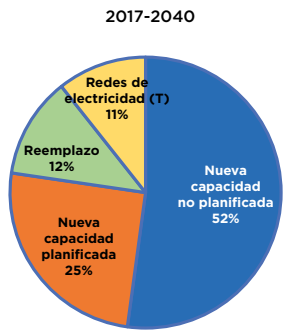
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	3,07 GW	3,8 mil mill. USD	2016-2031	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	1,79 GW 5,53 GW	2,55 mil mill. USD 7,87 mil mill. USD	2035-2040 2029- 2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		1,8 GW (incluida hidroeléctrica) 1,2 GW (excluida hidroeléctrica)	2,9 mil mill. USD 1,8 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		5,772 km	0,865 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		10,721 km	1,608 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

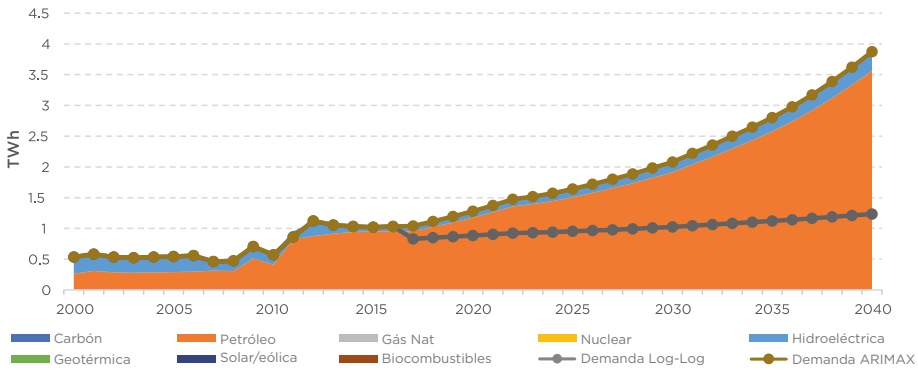


Total = 15,08 mil mill. USD

Haití

Resumen del sector eléctrico

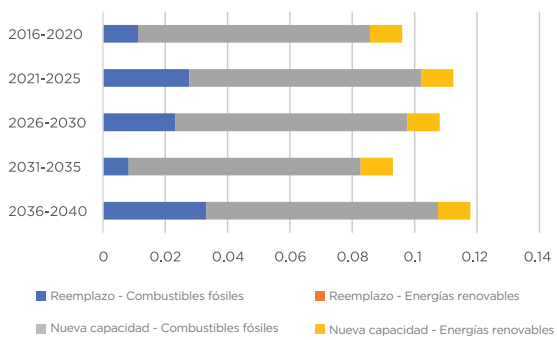
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



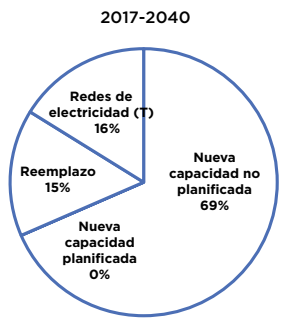
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	3,07 GW	3,8 mil mill. USD	2016-2031	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	0,02 GW 0,423 GW	0,03 mil mill. USD 0,47 mil mill. USD	2031-2040 2018- 2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0,240 GW (incluida hidroeléctrica) 0,10 GW (excluida hidroeléctrica)	0,3489 mil mill. USD 0,105 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		109 km	0,01 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		742 km	0,11 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

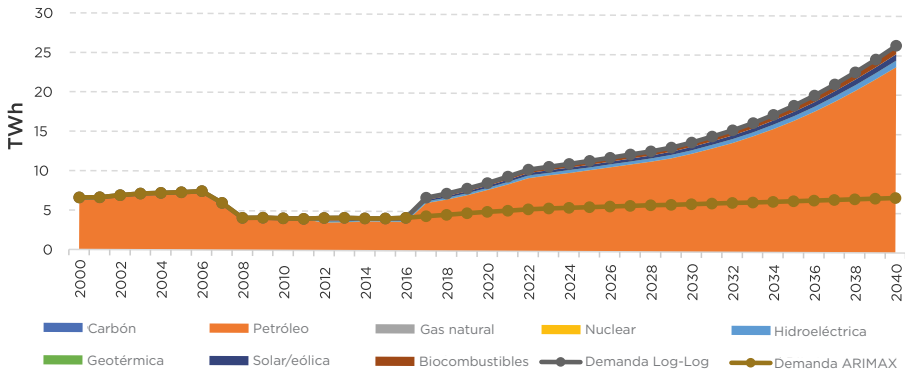


Total = 0,69 mil mill. USD

Jamaica

Resumen del sector eléctrico

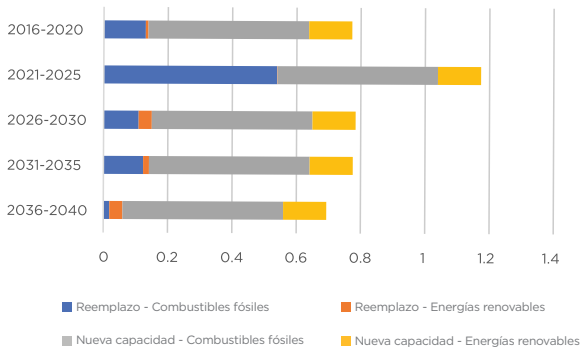
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	3,07 GW	3,8 mil mill. USD	2016-2031	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	1,08 GW 1,03 GW	1,25 mil mill. USD 1,15 mil mill. USD	2031-2040 2018- 2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		1,08 GW (incluida hidroeléctrica) 1,03 GW (excluida hidroeléctrica)	1,25 mil mill. USD 1,15 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		5,766 km	0,86 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		749 km	0,11 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



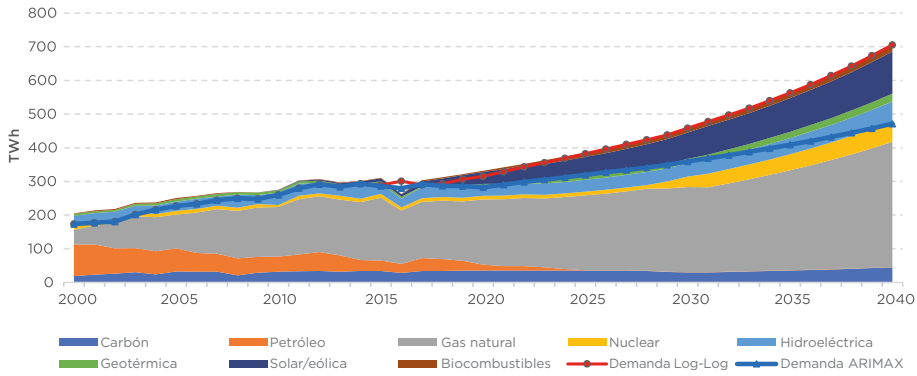
4. Porcentajes de inversión por categoría

Total = 5,90 mil mill. USD

México

Resumen del sector eléctrico

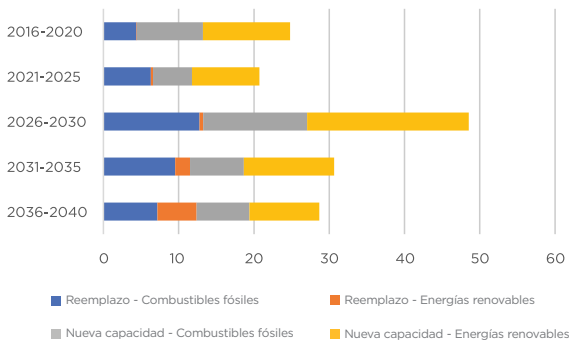
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



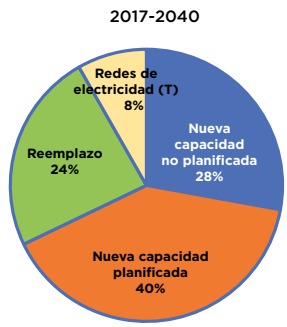
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	55,8 GW	80,66 US $ Bill	2017-2031	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	48,84 GW 2,92 GW	56,17 mil mill. USD 3,37 mil mill. USD	2027-2040 2039-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		59,4 GW (incluida hidroeléctrica) 48,2 GW (excluida hidroeléctrica)	68,14 mil mill. USD 48,12 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		110,849 km	16,6 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		52,390 km	7,85 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

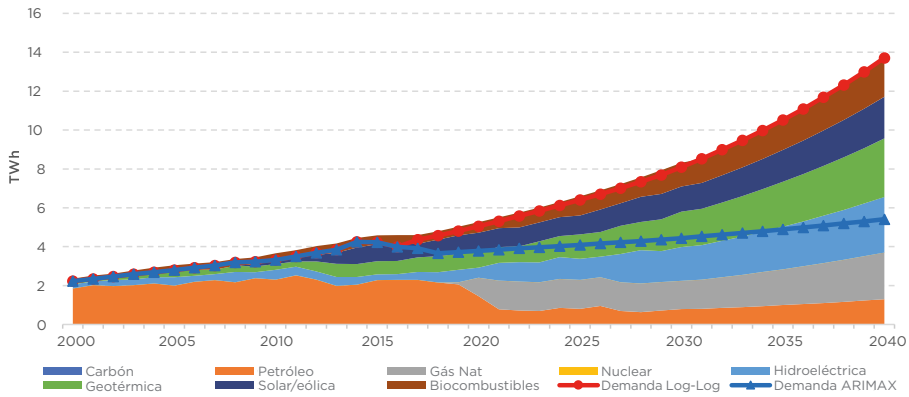


Total = 201,58 mil mill. USD

Nicaragua

Resumen del sector eléctrico

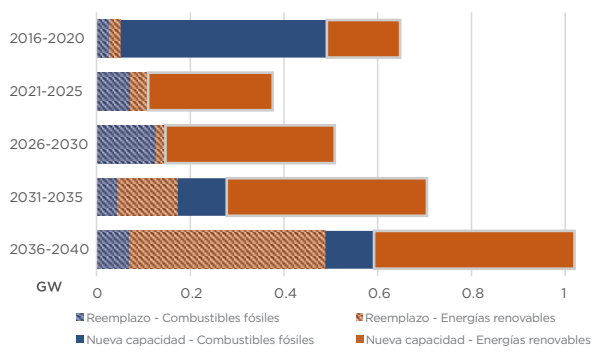
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



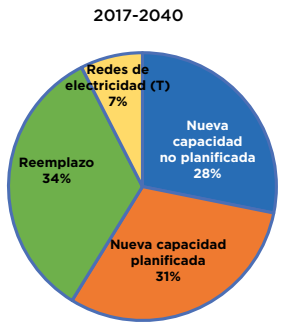
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	1,22 GW	1,55 mil mill. USD	2016-2030	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	1,06 GW 0 GW	1,42 mil mill. USD 0 mil mill. USD	2031-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		1,2 GW (incluida hidroeléctrica) 0,97 GW (excluida hidroeléctrica)	2,08 mil mill. USD 1,69 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		2 526 km	0,37 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		426 km	0,068 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



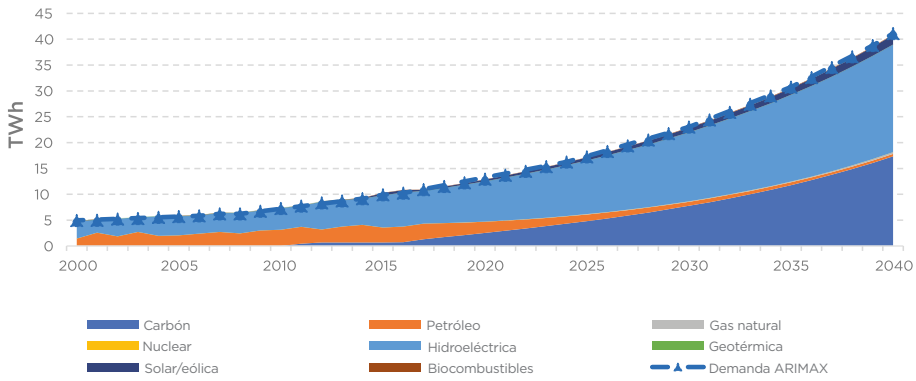
4. Porcentajes de inversión por categoría



Total = 5,04 mil mill. USD

Panamá
Resumen del sector eléctrico

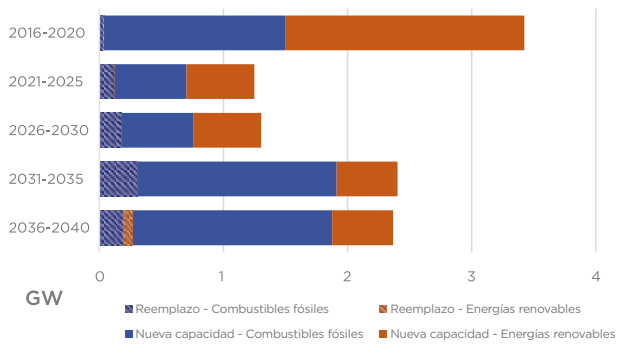
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



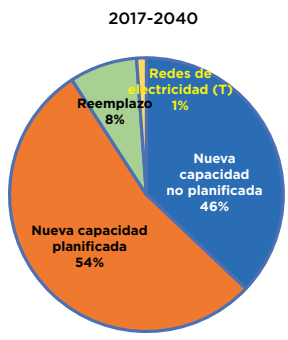
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	11,17 GW	9,77 mil mill. USD	2015-2050	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	25,223 GW 4,29 GW	39,58 mil mill. USD 6,74 mil mill. USD	2017-2040 2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		2,24 GW (incluida hidroeléctrica) 1,09 GW (excluida hidroeléctrica)	3,5 mil mill. USD 1,4 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		6,189 km	0,928 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		1,399 km	0,209 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

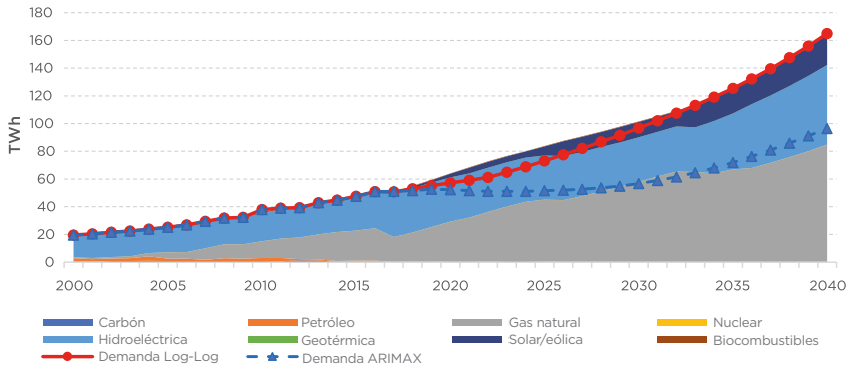


Total = 16,63 mil mill. USD

Perú

Resumen del sector eléctrico

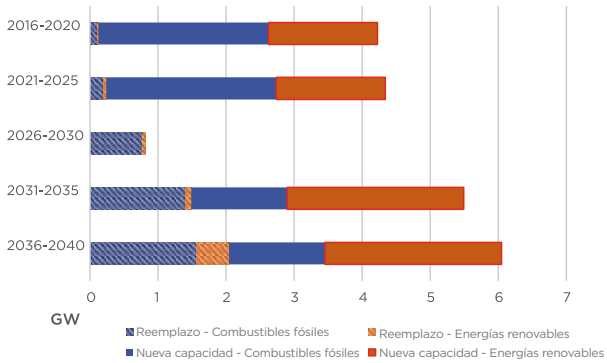
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



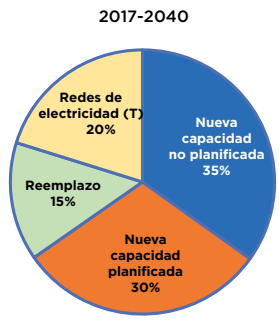
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	8,2 GW	8,45 mil mill. USD	2014-2025	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	8 GW 0 GW	9,68 mil mill. USD -	2034-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		7,76 GW (incluida hidroeléctrica) 4,7 GW (excluida hidroeléctrica)	9,4 mil mill. USD 4,02 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		37,366 km	5,60 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		16,078 km	2,411 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

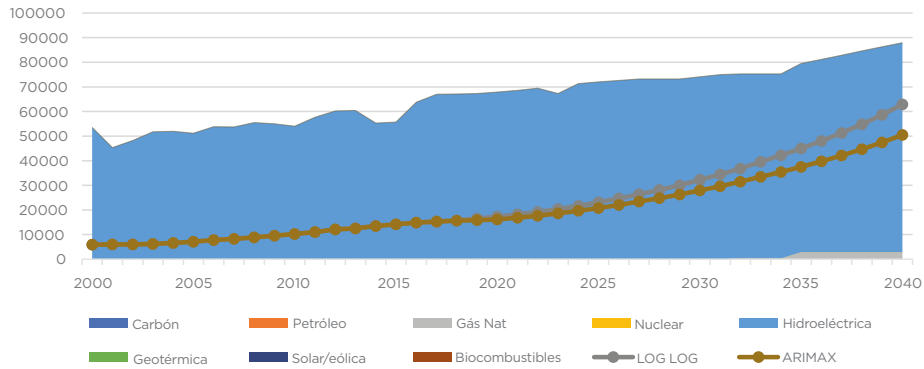


Total = 27,77 mil mill. USD

Paraguay

Resumen del sector eléctrico

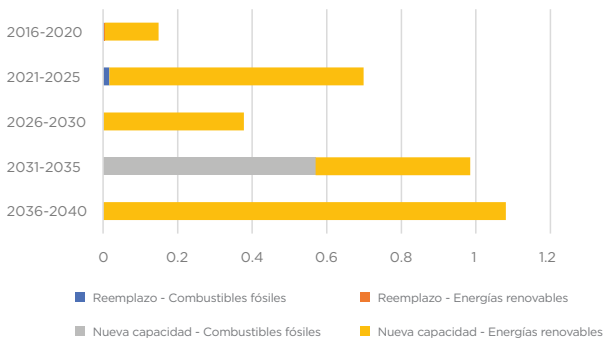
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	2,188 GW	5,12 mil mill. USD	2018-2040	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	- -	-	-	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		12,69 GW (incluida hidroeléctrica) 0,02 GW (excluida hidroeléctrica)	22,57 mil mill. USD 0,02 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		12,670km	1,90 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		9,439 km	1,415 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



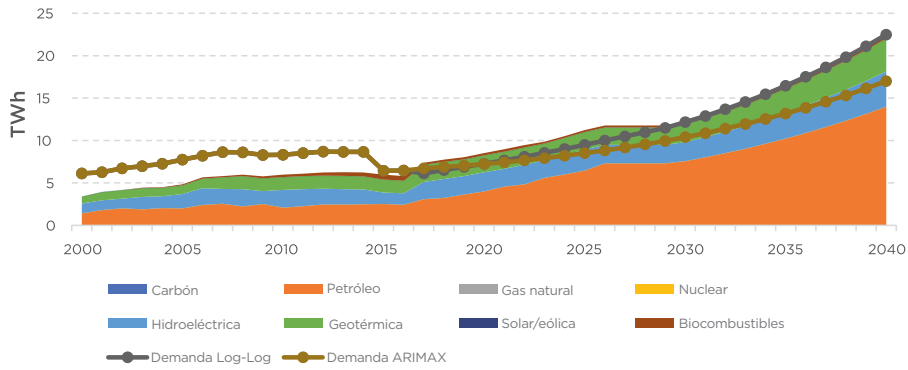
4. Porcentajes de inversión por categoría

Total = 7,03 mil mill. USD

El Salvador

Resumen del sector eléctrico

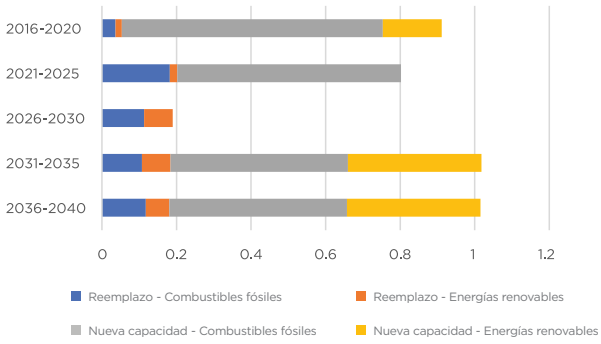
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



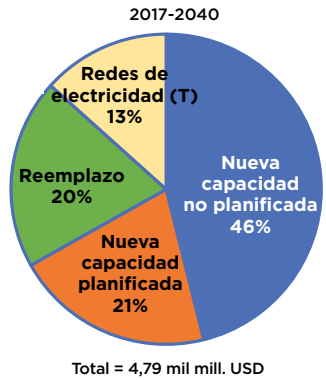
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada	1,458 GW	0,99 mil mill. USD	2016-2026	Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	1,688 GW 0,812 GW	2,21 mil mill. USD 1,08 mil mill. USD	2030-2040 2033-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		1,5 GW (incluida hidroeléctrica) 0,81 GW (excluida hidroeléctrica)	2,22 mil mill. USD 0,94 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		4,267 km	0,64 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		2,748 km	0,412 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



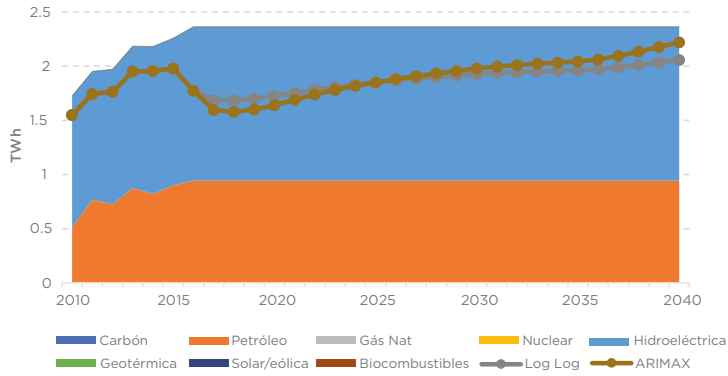
4. Porcentajes de inversión por categoría



Total = 4,79 mil mill. USD

Surinam
Resumen del sector eléctrico

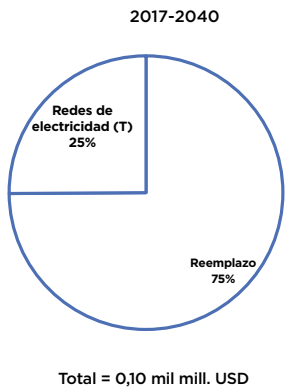
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada				Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	- -	- -	-	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0,073 GW (incluida hidroeléctrica) 0,07 GW (excluida hidroeléctrica)	0,074 mil mill. USD 0,074 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		97 km	0,0146 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		167 km	0,0251 mil mill. USD		ARIMAX

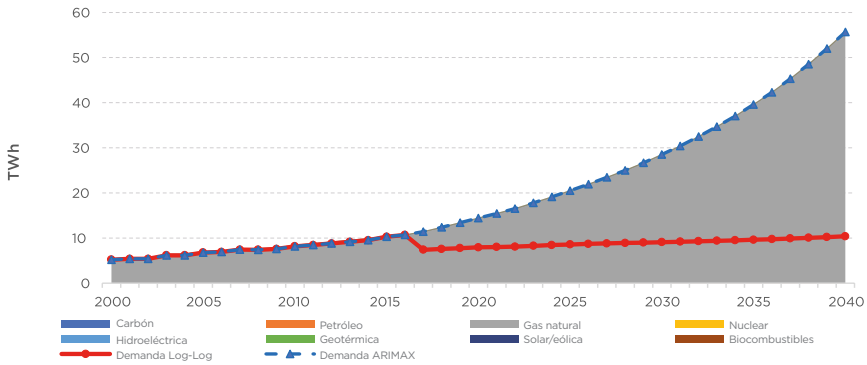
4. Porcentajes de inversión por categoría



Trinidad y Tobago

Resumen del sector eléctrico

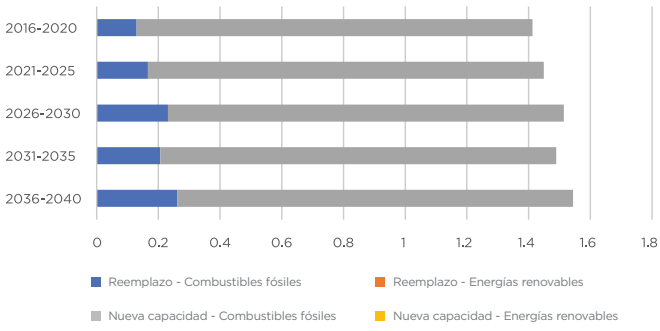
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



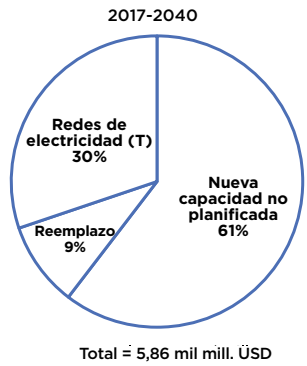
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada				Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	- 6,415	- mil mill. USD 3,54 mil mill. USD	2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		0,9 GW (incluida hidroeléctrica) 0,9 GW (excluida hidroeléctrica)	0,55 mil mill. USD 0,55 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		877 km	0,131 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		11,796 km	1,76 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



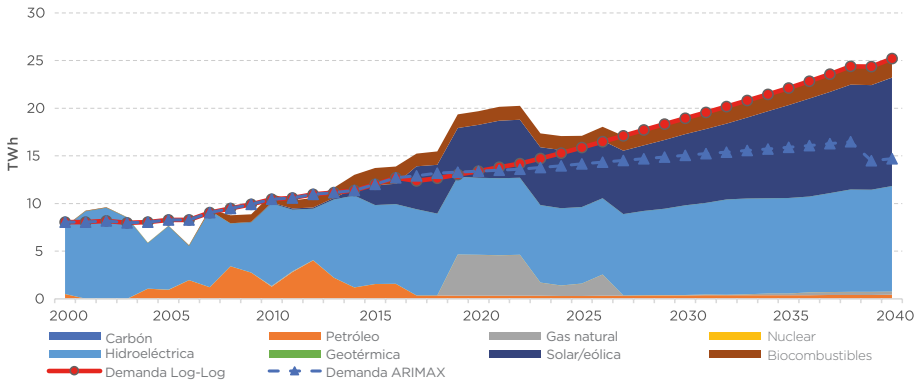
4. Porcentajes de inversión por categoría



Uruguay

Resumen del sector eléctrico

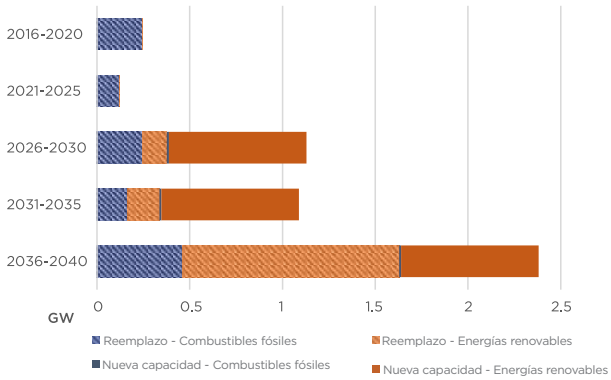
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



2. Inversión calculada en el sector energético

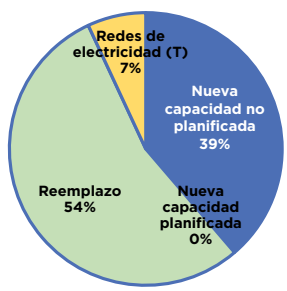
Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada				Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	2,25 GW -	3,15 mil mill. USD -	2027-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		6,64 GW (incluida hidroeléctrica) 2,71 GW (excluida hidroeléctrica)	11,43 mil mill. USD 4,42 mil mill. USD	2016-2040	IBD's estimation
Redes de electricidad (transmisión)		3,758 km	0,56 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		1,276 km	0,191 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría

2017-2040

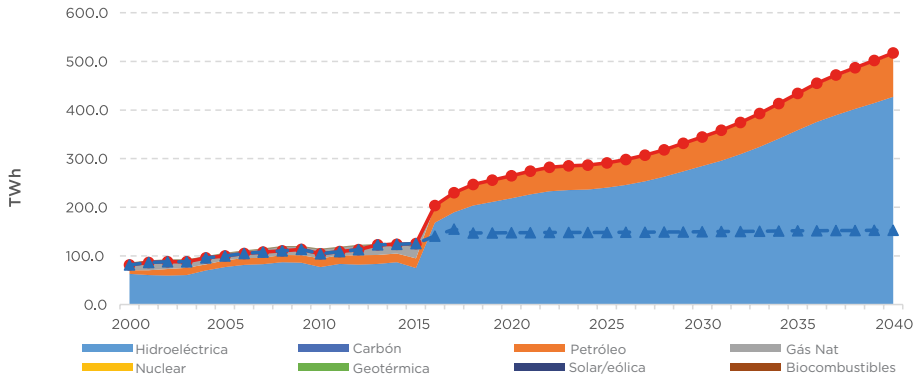


Total = 8,13 mil mill. USD

Venezuela

Resumen del sector eléctrico

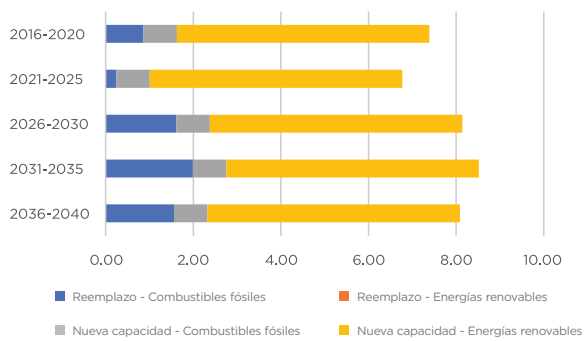
1. Demanda y suministro de electricidad. Proyecciones al 2040



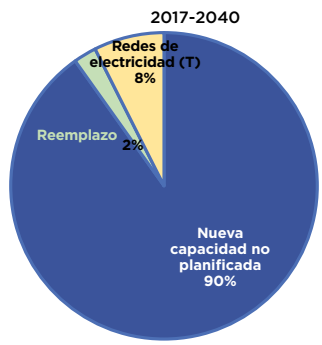
2. Inversión calculada en el sector energético

Categoría de inversión		Total (GW)	USD (2010)	Años	Fuente
Nueva capacidad de generación	Nueva capacidad planificada				Plan de expansión
	Nueva capacidad no planificada	109,718 GW 32,6 GW	185,75 mil mill. USD 55,11 mil mill. USD	2017-2040 2017-2040	Log-Log ARIMAX
Reemplazo		18,59 GW (incluida hidroeléctrica) 6,28 GW (excluida hidroeléctrica)	26,89 mil mill. USD 4,98 mil mill. USD	2016-2040	Estimación del BID
Redes de electricidad (transmisión)		101,911 km	15,28 mil mill. USD	2016-2040	Log-Log
		9,267 km	1,39 mil mill. USD		ARIMAX

3. Línea de tiempo de inversión en la generación (GW)



4. Porcentajes de inversión por categoría



Total = 206,2 mil mill. USD

¡A **todas** luces!

LA ELECTRICIDAD
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE 2040

Rigoberto Ariel Yepez-García; Yi Ji; Michelle Hallack; David López Soto