

IMPACTO DE LAS POLÍTICAS NACIONALES DE  
INVERSIÓN EN EFICIENCIA ENERGÉTICA,  
INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS LIMPIAS Y  
REDES INTELIGENTES EN LA MATRIZ  
ENERGÉTICA ELÉCTRICA Y LA REDUCCIÓN DE  
LAS EMISIONES DE CO<sub>2</sub> DEL SECTOR  
ELÉCTRICO DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

PAULO M. DE OLIVEIRA-DE JESÚS

Abril 30, 2017 – versión 3.0

*Impacto de las políticas nacionales de inversión en eficiencia energética, integración de tecnologías limpias y redes inteligentes en la matriz energética eléctrica y la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico de América Latina y el Caribe*, © CAF Abril 30, 2017, por Paulo M. De Oliveira-De Jesús. Todos los derechos reservados. Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

Paulo M. De Oliveira-De Jesús es Ph.D en de la Universidad de Oporto, Portugal (2008). Fue profesor titular de la Universidad Simón Bolívar, Venezuela (2007-2016). Actualmente es profesor del Facultad de Ingeniería (DIEE) de la Universidad de Los Andes, Colombia.

## SUMMARY

---

**Purpose:** Analyze the historical and future role of the low-carbon power generation and the modernization of transmission and distribution networks in the transformation of the energy matrix associated with the power system of Latin America and the Caribbean.

**Research question:** Is it possible to establish an investment policy in smart grids and clean technologies that allows to incorporate renewables into the electricity matrix without limiting the energy required to leverage economic development?.

**Methodology:** Previous identification of historical series 1990-2014, a decomposition analysis is performed in order to determine the factors that explain the increase in carbon dioxide emissions in the region. Subsequently, based on historical trends and the technical premises from the **IEA** -the mitigation scenario *450S* and new policy scenarios *NPS*- an alternative scenario is proposed based upon the widespread integration of smart grids which would allow the incorporation of large amounts of renewable energy, both conventional as unconventional.

**Findings:** The effect of the modernization of the sector Electricity in the mitigation of CO<sub>2</sub> emissions has been up to now **very small**. The emissions have grown fundamentally because of the **expansion of the natural gas generating plants**. An alternative scenario based on the integration of smart grids and clean technologies could **contribute up to 4.1 % of the global emissions mitigation effort by 2040**, which contrasts with what was foreseen by scenario *450S*, whose contribution would only be limited to 3.6%. This effort would require an additional financial effort of 7%, but with greater per capita electricity consumption which would leverage growth regional economic

**Novelties/Contribution:** A conceptual framework for the assessment of the impact of renewable energy and smart grids in Latin American power sector is presented.

**Keywords:** Smart Grids, renewable energy, large hydro, energy efficiency, power losses.

## RESUMEN EJECUTIVO

---

**Propósito:** Analizar el rol histórico y futuro de la generación eléctrica de bajo carbono y la modernización de las redes de transmisión y distribución en la transformación de la matriz energética eléctrica de América Latina y el Caribe.

**Hipótesis de investigación:** ¿Es posible establecer una estrategia de inversión en redes inteligentes y tecnologías limpias que permita incorporar a la matriz eléctrica los recursos renovables disponibles en la región sin limitar la energía requerida para apalancar el desarrollo económico?.

**Método:** Previa identificación de las series históricas 1990-2014 de inversión, capacidad, producción, modernización y desempeño del sector eléctrico latinoamericano; se realiza un análisis por descomposición con el objeto de determinar los factores que explican el aumento de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Posteriormente, con base en las tendencias históricas y las premisas técnicas del escenario de mitigación *450S* y económicas del escenario *NPS* de la **IEA**, se propone un escenario alternativo soportado en que la integración de las redes inteligentes lo que permitiría la incorporación de grandes bloques de energía renovable, tanto convencional como no convencional.

**Hallazgos:** El efecto de la modernización del sector eléctrico en la mitigación de las emisiones de CO<sub>2</sub> ha sido hasta ahora **muy reducido**. Las emisiones han crecido fundamentalmente debido a la **expansión de la termoelectricidad con base en el gas natural**. Se ha encontrado que el planteamiento de un escenario de expansión alternativo soportado en la integración de redes inteligentes y tecnologías limpias podría **contribuir hasta con un 4,1 % del esfuerzo de mitigación de emisiones global para 2040**, lo que contrasta con lo previsto por el escenario *450S* para la región, cuya contribución sólo se limitaría a 3,6 %. Este esfuerzo requeriría un esfuerzo financiero adicional del 7 %, pero con mayor consumo eléctrico per capita lo que apalancaría el crecimiento económico regional.

**Aporte/Contribución:** Se presenta un marco conceptual para la valoración del impacto que las energías renovables y las redes inteligentes en la construcción de una economía baja en carbono para la región.

**Palabras clave:** Redes inteligentes, energías renovables, energía hidroeléctrica, eficiencia energética.

## ÍNDICE GENERAL

---

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Evolución histórica y proyecciones a futuro	2
1.2	Propuesta de Investigación	7
1.3	Antecedentes	9
2	METODOLOGÍA	11
2.1	Estudio empírico	11
2.1.1	Estudio de descomposición Tipo I	13
2.1.2	Estudio de descomposición Tipo II	14
2.2	Estudio prospectivo	16
2.2.1	Escenario Smart Grid: SGS	16
2.2.2	Premisas generales	17
2.2.3	Metodología de proyección	17
2.2.4	Limitaciones del estudio propuesto	20
3	SERIES HISTÓRICAS 1990-2014	21
3.1	Políticas nacionales de inversión en electricidad	21
3.2	Capacidad instalada de generación eléctrica	24
3.3	Producción de electricidad	26
3.4	Eficiencia energética en centrales termoeléctricas	29
3.5	Eficiencia en transmisión y distribución de electricidad	30
3.6	Emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico	32
4	ANÁLISIS	35
4.1	Estudio por descomposición	35
4.1.1	Estudio por descomposición Tipo I	35
4.1.2	Estudio por descomposición Tipo II	38
4.2	Estudio prospectivo	40
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	47
A	EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO: 1990-2014	49
B	METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN	55
C	PREMISAS DEL ESTUDIO PROSPECTIVO	57
D	PROYECCIONES 2015-2040 - RESULTADOS ADICIONALES	59
	BIBLIOGRAFÍA	61

## ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1	Expansión del Sector Eléctrico	2
Figura 2	Evolución de los indicadores energéticos y ambientales del Mundo y de América Latina y el Caribe 1990-2014 y las previsiones para 2040	3
Figura 3	Módulo de matriz energética eléctrica implementado en LEAP	18
Figura 4	Inversión total acumulada en infraestructura eléctrica en la región	23
Figura 5	Inversión-Capacidad Instalada en Generación Termoeléctrica	24
Figura 6	Capacidad instalada en generación eléctrica en la región	25
Figura 7	Producción de energía eléctrica en la región	27
Figura 8	Factor de capacidad de la generación eléctrica regional	28
Figura 9	Insumos de generación termoeléctrica en la región	29
Figura 10	Eficiencia térmica la generación termoeléctrica en la región	30
Figura 11	Pérdidas de energía eléctrica como fracción de la producción total en redes de transmisión y distribución de la región	31
Figura 12	Emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico regional	33
Figura 13	Factores descriptivos indexados a las emisiones de CO <sub>2</sub> - Análisis de Descomposición I	36
Figura 14	Agregación de los Factores descriptivos de las emisiones de CO <sub>2</sub> - Análisis de Descomposición I	37
Figura 15	Factores descriptivos indexados a las emisiones de CO <sub>2</sub> - Análisis de Descomposición II	39
Figura 16	Evolución de los indicadores energéticos y ambientales del Mundo y de América Latina y el Caribe 1990-2014 y las previsiones para 2040: NPS, 450 y SGS	41
Figura 17	Estimación de Demanda Energía Eléctrica: NPS, 450S y SGS	42
Figura 18	Evolución Producción Energía Eléctrica: NPS, 450S y SGS	43
Figura 19	Evolución de las pérdidas de energía en redes eléctricas: NPS, 450S y SGS	44

Figura 20	Evolución de las Emisiones de CO <sub>2</sub> : NPS, 450S y SGS	45
Figura 21	Oferta Total de Energía Primaria	50
Figura 22	Participación de tecnologías en la oferta	51
Figura 23	Evolución de las Emisiones de CO <sub>2</sub> provenientes de la quema de combustibles fósiles	52
Figura 24	Factores de capacidad de generación: 450S y SGS	57
Figura 25	Eficiencia de las centrales termoeléctricas: 450S y SGS	58
Figura 26	Evolución de capacidad instalada en generación eléctrica: NPS, 450S y SGS	59
Figura 27	Evolución de los insumos de generación termoeléctrica: NPS, 450S y SGS	60

## ÍNDICE DE CUADROS

---

Cuadro 1	Inversión acumulada en el sector eléctrico regional: 2000-2013 en miles de millones de US\$	22
Cuadro 2	Capacidad instalada de generación eléctrica por país	25
Cuadro 3	Producción de energía eléctrica por país	26
Cuadro 4	Emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico por país	32
Cuadro 5	Inversión acumulada 1900-2035, escenarios : NPS, 450S y SGS	45
Cuadro 6	Oferta Total de Energía Primaria por país	52
Cuadro 7	CO <sub>2</sub> del sector energía emitido por país	53



## LISTA DE SÍMBOLOS Y ACRÓNIMOS

---

### *Lista de Símbolos*

$C$	Nivel total de emisiones de CO <sub>2</sub> del sector eléctrico, MtCO <sub>2</sub>
$Cap$	Capacidad instalada de las centrales de generación en GW
$D$	Demanda total de energía eléctrica en TWh
$E$	Energía eléctrica producida en las centrales de generación en TWh
$G$	Nivel de emisiones de CO <sub>2</sub> por quema de combustibles fósiles en el año $t$ , MtCO <sub>2</sub>
$I$	Inversión acumulada en el sector eléctrico, en miles de millones de US\$
$P$	Población, en millones de habitantes
$W$	Insumo suministrado a las centrales térmicas, en Mtep.
$X$	Producto Interno Bruto PPA, en miles de millones de US\$
$\Delta L$	Pérdidas de Transmisión y Distribución, en TWh
$\Delta W$	Pérdidas de Transformación en centrales térmicas, en TWh o Mtep
$\eta$	Eficiencia de las centrales térmicas, en %
$\rho$	Precios de los insumos de generación, en US\$/unidad
$\mu$	Factores de capacidad de las centrales eléctricas, en %
$\chi$	Precio del carbono, en US\$/tCO <sub>2</sub>
$\Gamma$	Niveles de emisiones per cápita, en KgCO <sub>2</sub> /hab
$\Theta$	Producción de electricidad per cápita, en kWh/hab
$\Psi$	Intensidad del carbono, en gCO <sub>2</sub> /kWh

*Subíndices*

<i>t</i>	Índice de año
<i>f</i>	Índice correspondiente a fuente fósil
1	Índice correspondiente a fuente fósil: carbón
2	Índice correspondiente a fuente fósil: derivados de petróleo
3	Índice correspondiente a fuente fósil: gas
4	Índice correspondiente a red eléctrica
<i>h</i>	Índice correspondiente a fuente hidroeléctrica
<i>l</i>	Índice correspondiente a renovable
<i>n</i>	Índice correspondiente a nuclear
<i>r</i>	Índice correspondiente a fuente renovable no convencional
<i>q</i>	Índice correspondiente al tipo de fuente
<i>g</i>	Índice correspondiente al agregado global de inversión

*Superíndices*

SGS	Escenario <i>SGS</i> , Política de modernización de redes (Smart Grid)
NPS	Escenario <i>NPS</i> , Políticas de Inversión Nacional (New Policies)
450S	Escenario <i>450S</i> , Limitación de concentración CO <sub>2</sub> a 450ppm

*Unidades de medida:*

gCO <sub>2</sub>	Gramos de CO <sub>2</sub>
KgCO <sub>2</sub>	Kilogramos de CO <sub>2</sub>
kWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
GWh	Gigavatio hora
TWh	Teravatio hora
GW	Gigavatio
MtCO <sub>2</sub>	Millones de toneladas de CO <sub>2</sub>
GtCO <sub>2</sub>	Miles de Millones de toneladas de CO <sub>2</sub>
Mtep	Millones de toneladas de Petróleo Equivalente
TJ	Terajoule

*Acrónimos:*

ALyC	América Latina y el Caribe
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial, World Bank
CAF	Corporación Andina de Fomento
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
EIA	Agencia de Información de la Energía de EE.UU, Energy Information Agency
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
FMBCF	Formación Media Bruta de Capital Fijo
HVDC	Tecnología de Alta Tensión en Corriente Continua
HVAC	Tecnología de Alta Tensión en Corriente Alterna
IEA	Agencia Internacional de Energía, International Energy Agency
INDC	Políticas Nacionales de Contribución, Intended Nationally Determined Contributions
IPCC	Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, Intergovernmental Panel on Climate Change
LEAP	Long-range Energy Alternatives Planning
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OTEP	Oferta Total de Energía Primaria
PPI	Inversión de Participación Privada
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Paridad de Poder Adquisitivo
REN <sub>21</sub>	Renewable Energy Policy Network for the 21st Century
TCAC	Tasa de crecimiento promedio anual compuesta
WEC	Consejo Mundial de la Energía, World Energy Council
WEIO	World Energy Investment Outlook



## INTRODUCCIÓN

---

El sector eléctrico de América Latina y el Caribe ha mostrado una evolución favorable en muchos de sus indicadores. Las inversiones realizadas durante los últimos años se han traducido en un incremento sostenido de la infraestructura eléctrica, con tasas de crecimiento que no sólo superan las observadas mundialmente sino que están perfectamente correlacionadas con el robusto crecimiento económico regional. Dicho crecimiento se ha centrado en una importante expansión de los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad con el objeto de aumentar la cobertura del servicio eléctrico.

A raíz de los acuerdos suscritos en las convenciones climáticas de los años noventa, las políticas energéticas nacionales en los países desarrollados han venido impulsando de forma progresiva la implantación del paradigma de las *redes inteligentes* y *las tecnologías limpias* como medidas para mejorar la eficiencia y combatir el cambio climático.

En este sentido, cabe preguntarse si la expansión del servicio eléctrico de América Latina y el Caribe ha venido acompañada o no de un proceso de modernización efectivo que haya permitido mejorar los niveles de eficiencia energética y al mismo tiempo atenuar el aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub>. En este trabajo se presenta un análisis empírico para responder ésta cuestión a partir del análisis de las series históricas energéticas del sector, obteniéndose que a pesar de los altos niveles de inversión realizados en los últimos años estas inversiones no se han traducido en una mejora de la eficiencia energética ni en la contención de las emisiones del sector eléctrico regional.

El cumplimiento de los acuerdos climáticos podría comprometer los niveles de energía eléctrica requeridos para el desarrollo regional por cuanto la capacidad de integración de energías renovables es limitada debido a la debilidad estructural de las redes. Los escenarios prospectivos hacia 2040 de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y el Consejo Mundial de la Energía (WEC) así lo evidencian colocando los consumos per cápita de energía eléctrica de la región muy por debajo de la media mundial. En consecuencia en este trabajo de investigación, se analiza un escenario prospectivo alternativo basado en un proceso de modernización basado en redes inteligentes que permitiría viabilizar desde el punto de vista técnico y económico la integración masiva de tecnologías limpias y energías renovables. A continuación se discuten algunos antecedentes del problema planteado.

## 1.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIONES A FUTURO

Para ilustrar como ha evolucionado el sector eléctrico tanto en el ámbito regional como mundial, la Figura 1 muestra de forma indexada al año 1990 como el incremento de la capacidad instalada, la producción de electricidad y las emisiones de CO<sub>2</sub> han venido superando significativamente el ritmo de crecimiento tanto de la población y como el del producto interno bruto real en la región.

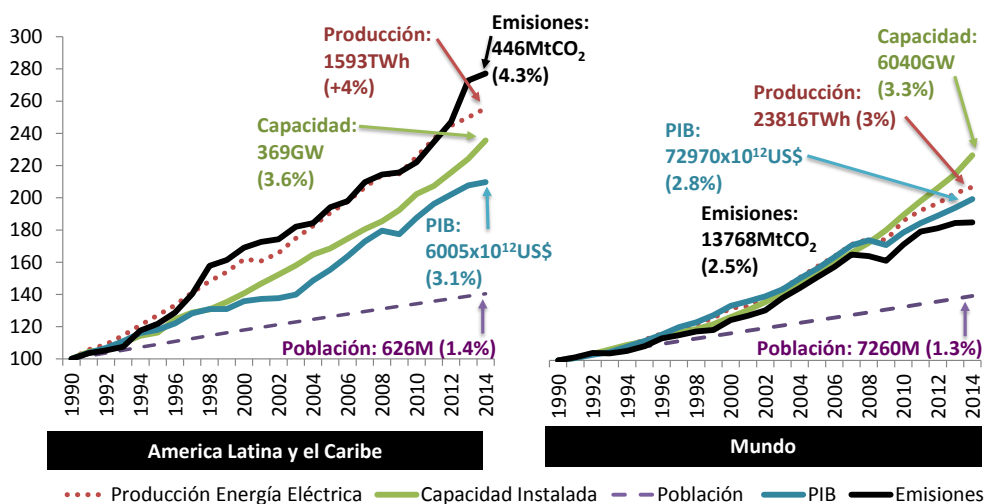


Figura 1: Expansión del Sector Eléctrico<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Los porcentajes corresponden al TCAC<sub>90-14</sub>, Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014. Fuente: Elaboración propia utilizando la base de datos del BM, IEA y del EIA

El desacople entre el crecimiento de las emisiones y de la producción de energía respecto a los agregados económicos y demográficos se debe en buena medida a la ampliación de la cobertura mediante un proceso de electrificación que se encuentra en pleno proceso de expansión motorizado por el crecimiento económico.

Este comportamiento de los indicadores regionales difiere notoriamente del observado en el ámbito mundial, donde las tasas de crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> se ubican claramente por debajo del crecimiento económico y la expansión del sector eléctrico.

Una amplia brecha entre la producción y el consumo de energía eléctrica se sigue observando en la región. A pesar que varios países han realizado reformas estructurales en su sector eléctrico, con abundantes inversiones tanto privadas como públicas dirigidas a la expansión de las empresas de distribución y transmisión, no todos han culminado las reformas, y las pérdidas en promedio se han mantenido significativamente elevadas, en

el orden del 15-16 %, lo que duplica la media mundial. Esto revela que aún queda mucho que hacer en cuanto a la eficiencia de la redes eléctricas regionales.

En 1990, las emisiones del sector eléctrico totales de América Latina y el Caribe se ubicaron en el orden de 161MtCO<sub>2</sub>/año representando apenas el 2.2 % y el 0.008 %<sup>1</sup> de las emisiones del sector eléctrico y energético globales, respectivamente. Sin embargo, para el año 2014 las emisiones del sector eléctrico regional habían aumentado al triple (446MtCO<sub>2</sub>) representando ahora un 3.6 % y un 2.4 %, de las emisiones totales observadas en la región y el mundo respectivamente.

Para ilustrar como ha se ha efectuado la transición energética del sistema energético regional y mundial, la Figura 2 muestra de manera gráfica la evolución de los principales indicadores entre 1990 y 2014, a saber, intensidad de carbono, producción de electricidad per cápita y emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita. También se presentan los valores esperados de dichos indicadores hacia 2040 de acuerdo con los escenarios proyectados por la IEA.

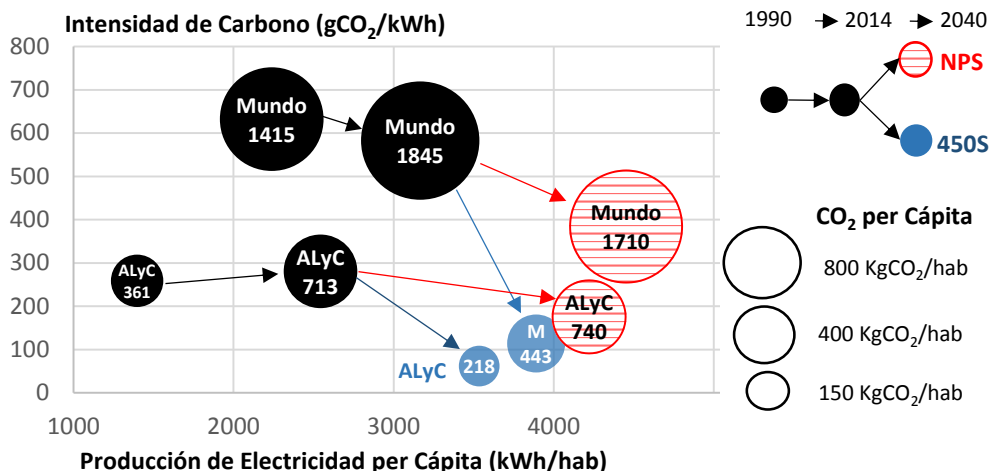


Figura 2: Evolución de los indicadores energéticos y ambientales del Mundo y de América Latina y el Caribe 1990-2014 y las previsiones para 2040<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Ψ: Intensidad del carbono del sector eléctrico

⊖: Producción de energía eléctrica per capita

Γ: Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico per capita.

Fuente: Elaboración propia utilizando datos de la IEA (2016).

Nótese que las emisiones del sector eléctrico per cápita pasaron de 360kgCO<sub>2</sub>/hab en 1990 a 713kgCO<sub>2</sub>/hab, mientras que la producción

<sup>1</sup> El sector eléctrico forma parte del sistema energético regional. Con el objeto de ubicar las magnitudes energéticas y ambientales en su justa proporción, en el Anexo A, se incluye una descripción detallada de la situación actual del sector energético latinoamericano y sus implicaciones ambientales.

de electricidad pasó de 1400kWh/hab en 1990 a 2550kWh/hab en 2014. En consecuencia, la intensidad de carbono del sector eléctrico también a venido aumentando de 256gCO<sub>2</sub>/kWh a 280gCO<sub>2</sub>/kWh en el mismo período.

Los indicadores evidencian un crecimiento progresivo de las emisiones. Un aspecto fundamental que debe definirse con el objeto de trazar estrategias de mitigación e futuro es comprender cual es han sido los factores o los drivers que han impulsado el crecimiento de las emisiones regionales. Es por ello que es importante identificar como el proceso de expansión del sistema eléctrico con sus distintas tecnologías de generación han venido afectando el desempeño técnico y ambiental del sector eléctrico latinoamericano y que lecciones podemos aprender de dichas decisiones para el futuro.

La evolución del sector energético y su relación con el ambiente es fuente gran preocupación. Pareciera existir un amplio consenso internacional en que la actividad humana ha afectado el clima. En consecuencia, la humanidad ha decidido emprender un camino complejo y ambicioso con el objeto de limitar las concentraciones de CO<sub>2</sub> a 450ppm para finales de siglo y así lograr que la temperatura media mundial no se eleve más allá de los 2°C respecto a la era preindustrial.

Para lograr este mundo de 2°C se requerirá circunscribir el nivel de las emisiones actuales del sector energético mundial a menos de 23GtCO<sub>2</sub> para 2040, nivel similar al observado en 1990. La transformación de la matriz energética mundial y sus consecuencias en el comportamiento futuro de las concentraciones de CO<sub>2</sub> están completamente condicionadas por un conjunto de políticas energéticas a adoptar por cada uno de los países y su alineamiento con los objetivos globales trazados en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Pachauri et al., 2014).

Los flujos de inversión requeridos para desarrollar los proyectos requeridos para asegurar el suministro de energía deberán procurar fuentes de financiamiento abundantes y suficientes para hacerlos realidad. Existen varios estudios de proyección que establecen los escenarios tendenciales y tratan de predecir lo que sucederá con la producción, transporte y consumo de energía así como las consecuencias ambientales.

El World Energy Council ha venido indicando que el futuro dependerá de como se afronte el trilema energético (WEC, 2015) que contrapone tres objetivos conflictivos: la seguridad en el suministro, la accesibilidad al servicio y la sostenibilidad ambiental. Existen muchos ejemplos empíricos que muestran como cuando una política de inversión se propone en avanzar en uno de los tres objetivos, se observan retrocesos en los otros objetivos restantes<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Por ejemplo, en Venezuela se ha intentado ampliar el acceso mediante subsidios masivos (Constant, 2012). Sin embargo, los indicadores oficiales (MPPEE, 2013) revelan que las



Bajo este esquema, el WEC, (2013) ha venido perfeccionado dos escenarios prospectivos del sistema energético mundial. En primer lugar, se desarrolla un escenario denominado *Jazz*, donde se imponen las reglas del mercado, privilegiando la seguridad energética. Por otra parte, el WEC desarrolla un segundo escenario de mitigación, denominado *Symphony*, donde se establece una acción concertada de los gobiernos (planificación centralizada) para enfrentar el cambio climático. En ambos escenarios se logra una mitigación de las emisiones, sólo que en el caso de *Jazz* esta ocurre much más tardíamente.

Por otra parte, la Agencia Internacional de la Energía (IEA 2016) también ha venido desarrollando dos escenarios de expansión del sector energético mundial. En este caso, los escenarios están bien diferenciados y son excluyentes entre sí. El primer escenario fue presentado en 2010 y es denominado *NPS*<sup>3</sup>, el cual se sustenta en las políticas nacionales de inversión anunciadas por el conjunto de todos los países del orbe en el contexto de la Convención Marco. En el segundo escenario desarrollado por la IEA -denominado *450S*- y anunciado en 2008, se adoptan políticas de inversión que se consideran suficientes para cumplir las metas de mitigación previamente acordadas.

Los escenarios planteados por la IEA muestran dos tendencias claramente divergentes, tal como se puede observar en la Figura 2. En el escenario *NPS* las emisiones per cápita de la región se incrementarían de 713kgCO<sub>2</sub>/hab en 2014 a 740kgCO<sub>2</sub>/hab 2040. Por otra parte, tanto en el ámbito mundial como regional, la producción de electricidad per capita se colocaría en 2040 por encima de los 4000kWh/hab y la intensidad del carbono apenas disminuiría ligeramente. La aplicación de las políticas anunciadas en el escenario *NPS* no son suficientes para lograr los objetivos de mitigación ya que las emisiones seguirán creciendo. De hecho, las políticas nacionales estarían apuntalando la seguridad energética regional y la ampliación del acceso de la energía a la población, acercando la producción per capita regional a la mundial.

Con las acciones de inversión recomendadas en el escenario *450S*, (IEA, 2014b), las emisiones per cápita de la región disminuirían significativamente de 713kgCO<sub>2</sub>/hab en 2014 a 218kgCO<sub>2</sub>/hab en 2040 y la intensidad de carbono caería a menos de 100gCO<sub>2</sub>/kWh. Con estas acciones se garantizaría un nivel de emisiones en la región similar al observado en 1990.

La solución radical planteada en el escenario *450S* pasa no sólo por incorporar tecnologías limpias a la matriz de generación regional sino por

---

pérdidas han escalado el 35 % y además existen restricciones en el acceso de la población a la energía eléctrica (afectando la seguridad del suministro); y por otra parte, al no existir señales económicas racionales se ha incentivando la ineficiencia generando consecuencias ambientales negativas (afectando la sostenibilidad ambiental)

3 Del inglés, *New Policies Scenario*

también restringir la producción de energía por debajo de los 3500kWh/hab para 2040, lo que contrasta con los 4220kWh/hab del escenario *NPS*.

Si comparamos las expectativas del escenario 450S de la IEA con los resultados del escenario *Symphony* del WEC no se observan diferencias significativas. Para 2040, el escenario *Symphony* prevé una producción de electricidad en el orden de 2800TWh/año, lo que se traduce en una producción per cápita de 3570kWh/hab, valor muy similar al indicado por el escenario 450S.

Ambos escenarios de mitigación -450S y *Symphony*- distribuyen el esfuerzo de mitigación a futuro manteniendo en cierta medida los grados de participación de cada una de las regiones en las emisiones totales. En síntesis, como el sector eléctrico latinoamericano ha venido contribuyendo con un 3.5 % de las emisiones totales, para el año 2040 los escenarios de mitigación establecen que las emisiones de la región no deberían ser superiores al grado de participación histórico, es decir, un 3.5 % de las emisiones totales (170MtCO<sub>2</sub> de 3990MtCO<sub>2</sub>), las cuales justamente coinciden con los niveles observados en 1990. Por lo tanto, no se le está pidiendo a la región que disminuya sus emisiones más allá de su grado de participación histórica como emisor de CO<sub>2</sub>.

Tal proporcionalidad en los esfuerzo de mitigación puede parecer ser justa, sin embargo tiene importantes consecuencias en la seguridad energética de la región. La adopción de escenarios de mitigación como los planteados por la IEA o el WEC, podrán estar alineados con el cumplimiento de los objetivos globales. No obstante, son extremadamente penalizadores para el desarrollo económico regional por cuanto limita la producción eléctrica hacia 2040 a menos de 3500kWh/hab, unos 500kWh/hab por debajo de la media mundial para 2040. Esta restricción no debe considerarse absoluta tomando en consideración que la región dispone de inmensos recursos renovables que pudieran ser incorporados a la matriz energética.

Teniendo en cuenta que el potencial energético renovable de la región es muy amplio, es menester colocar la interrogante de sí es posible plantear un escenario de mitigación de CO<sub>2</sub> alternativo, que sea más ambicioso en cuanto a la incorporación de renovables y que al mismo tiempo sea menos restrictivo desde el punto de vista de la energía eléctrica producida al establecido en los escenarios de mitigación 450S y *Symphony* ya mencionados.

## 1.2 PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

El potencial de América Latina y el Caribe en energías renovables tanto convencionales<sup>4</sup> como no convencionales<sup>5</sup> está ampliamente referenciado. Prácticamente todos los países de la región cuentan recursos renovables en mayor o menor magnitud.

Según un estudio encomendado por el REN21<sup>6</sup> la región tendría un potencial eléctrico cercano a 78.000 TWh/año a partir de energía de fuentes renovables, dos terceras partes en energía solar y eólica (Hoogwijk y Graus, 2008). La Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE, 2012) ha indicado que el potencial hidroeléctrico regional es del orden de 3000TWh/año, del que sólo se ha aprovechado hasta ahora un 25 %. Otros estudios han estimado un potencial hidroeléctrico no menor a 1300TWh/año en 15 proyectos factibles en nueve países de la región (Vergara et al. 2013). En Meisen y Krumpel (2009) se incluye un resumen detallado de las potencialidades y recursos de la región en energía eólica, biomasa, geotérmica y solar.

La banca multilateral regional ha colocado el tema de las energías renovables en primer plano, produciendo extensa documentación en la que se reconocen estos importantes potenciales y se discuten las barreras tecnológicas y financieras que enfrentan este tipo de tecnologías. Algunos ejemplos de estas contribuciones son Carlini et al. (2016), Miller y Visicdi (2016).

Sin embargo, el aspecto crítico que condiciona la integración efectiva de las energías renovables –tanto de pequeña como de gran escala– es que las redes eléctricas deben estar en condiciones de poder gestionar una energía eléctrica altamente distribuida e intermitente. Por lo tanto, no es suficiente con ampliar las capacidades de las redes de distribución y transmisión sino que se requiere dotarlas de la inteligencia necesaria para integrar de forma efectiva este tipo de energía.

El concepto de Red Inteligente (del inglés *Smart Grid*), constituye un instrumento normativo que permitiría la optimizar mediante el uso de la tecnología de la información toda la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones requerida por la prestación del servicio viabilizando económicamente la incorporación de las tecnologías limpias de carácter intermitente mejorando sustantivamente la calidad del suministro de electricidad (Carvallo y Cooper 2015).

La literatura y la experiencia internacional ha demostrado que la modernización de los sistemas eléctricos de potencia bajo los estándares<sup>7</sup> de

<sup>4</sup> Grandes centrales hidroeléctricas

<sup>5</sup> Energías renovables no convencionales (ERNC): energía eólica, solar, biomasa y geotérmica entre otras

<sup>6</sup> Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, <http://www.ren21.net>

<sup>7</sup> El concepto de smart grid se aplica tanto a pequeña escala –en el ámbito de la conexión de los consumidores y pequeños generadores renovables con la red– como también a gran

la redes inteligentes (De Nigris y Coviello 2012) pueden mejorar de la eficiencia técnica y comercial de la industria eléctrica (IEA 2011), disminuir las pérdidas eléctricas de forma significativa (Horta Nogueira et al. 2015) y aprovechar de forma efectiva los inmensos recursos renovables disponibles para la producción de electricidad (Fadaeenejad et al. 2014).

Un escenario alternativo para América Latina y el Caribe podría considerar la integración de buena parte de los recursos renovables disponibles sobre la base de un proceso de modernización del sector eléctrico que vaya más allá de la actualización de la infraestructura tradicional de generación y transporte a través de la implantación generalizada del paradigma de las redes inteligentes.

En este contexto, este trabajo explora las siguientes preguntas de investigación:

- ¿Cuales han sido los factores descriptivos mas importantes que explican el comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> ocurridas en el lapso 1990-2014?
- ¿Cuál sería el impacto de la modernización del sistema eléctrico bajo los estándares de redes inteligentes en el comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> correspondientes al lapso 2015-2040?

La primera parte de este trabajo se dedicará a un análisis empírico de las series históricas del sector eléctrico regional con el objeto de determinar las variables explicativas o drivers que han impulsado el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en los últimos 25 años. En tal sentido, se propone un análisis estadístico basado en técnicas de descomposición.

La segunda parte de este trabajo se enfocará en validar mediante estudio prospectivo la siguiente hipótesis: **¿Es posible establecer una estrategia de inversión en redes inteligentes y tecnologías limpias que permita incorporar a la matriz eléctrica los recursos renovables disponibles en la región, mejorando las previsiones reportadas por la IEA (2016) en su escenario 450S y garantizando la energía requerida para apalancar el desarrollo económico?** Para ello se propone un escenario de mitigación alternativo, que se denominará en lo sucesivo Smart Grid (SGS), y cuyo diseño persigue capturar los beneficios energéticos, económicos y ambientales de la integración masiva de las redes inteligentes en los sistemas eléctricos de la region.

En las sección 2 se incluyen los detalles metodológicos de los estudios empíricos y prospectivos propuestos.

---

escala mediante la conformación de una *supergrid* –mediante el transporte de grandes bloques de energía utilizando redes de corriente continua- tal como se ha concebido en Europa (Van Hertem y Ghandhari 2010). Para ello se requieren estándares de integración, como por ejemplo las normas IEC61970, IEC61968 y IEC61850 (Uslar et al. 2012)

### 1.3 ANTECEDENTES

Existen numerosos estudios sobre la evolución histórica y las expectativas futuras de la *matriz energética eléctrica* de América Latina y el Caribe o de alguno de sus países en particular.

Una buena parte de la investigación ha estado dedicada a revisar el impacto de las reformas institucionales en los sectores eléctricos de los países latinoamericanos. Algunos ejemplos son los trabajos de [Andres et al., \(2008\)](#), [Zhang et al., \(2008\)](#) y [Jamash, \(2005\)](#). Estos estudios están muy enfocados en los aspectos regulatorios que han conllevado a promover políticas nacionales de inversión con el objeto de promover la participación privada. En algunos países como Perú, Colombia, Argentina y Chile dichas iniciativas han producido modificaciones significativas en las matrices energéticas a partir de una mejora de la eficiencia en los procesos de generación, transmisión y distribución de electricidad.

En particular, debe referirse que [Balza et al., \(2013\)](#), ha presentado un estudio econométrico en el que se analiza el impacto del flujo de inversión privada total y el grado independencia de la regulación en el desempeño integral del sector eléctrico regional observando que existen indicios en la mejora de la eficiencia de la actividad pero no concluyentes.

La mayoría de los estudios mencionados están dedicados a analizar el desempeño del sector eléctrico desde el punto de vista de los indicadores técnicos y comerciales en un contexto de mercado sin dar mucha atención a los aspectos ambientales. Una excepción lo constituye el análisis realizado por [Ruiz-Mendoza y Sheinbaum-Pardo, \(2010\)](#) y [Sheinbaum et al., \(2011\)](#) acerca del rol del proceso de reformas en el sector eléctrico en varios países de la región en el incremento de las emisiones de CO<sub>2</sub>, concluyendo que las reformas introducidas han fallado en contribuir decididamente a mitigar los efectos ambientales del sector eléctrico. También [Millán, \(2005\)](#) y [Desgain y Haselip, \(2015\)](#) han analizado las barreras de política energética que han impedido la configuración de un sistema de generación eficiente desde el punto de vista energético y de bajo impacto ambiental en la región.

Recientemente, la [IEA, \(2015\)](#) viene aplicando un análisis de estadísticos con el objeto de identificar los indicadores relevantes que han explicado la evolución de las emisiones en el sector eléctrico tanto en cada una de las regiones como en cada uno de los 150 países con información energética. Para el caso de América Latina, se discuten los resultados para un agregado denominado Non-OECD Americas (que no incluye ni México ni Chile que efectivamente son miembros de la OECD).

En cuanto a los estudios prospectivos del sector eléctrico tanto nacional como regional, aparte de los análisis ya discutidos y presentados por el [WEC, \(2013\)](#) y la [IEA \(2016\)](#), existe vasta literatura de la aplicación de modelos de proyección a escala nacional ([Connolly et al., 2010](#)). Algunos

de los estudios relevantes han utilizado la plataforma LEAP<sup>8</sup> de Heaps, (2012), la cual se ha aplicado en Panamá (McPherson y Karney, 2014), y en Venezuela (Bautista, 2012), (Vidoza y Gallo, 2016) y (Robalino-López et al., 2015). La plataforma MARKAL-TIMES (Tosato, 2008) se ha aplicado en Cuba (Belt, 2010), Colombia (Delgado et al., 2014), Nicaragua (de Leon Barido et al., 2015) y Chile (Benavides et al., 2014). Estas contribuciones generalmente aplican análisis *top-bottom* en el que se determinan las tendencias en la demanda de acuerdo con las premisas macroeconómicas. Posteriormente, mediante la definición de la calidad de los diferentes centros de transformación se estima la matriz de energías primarias y secundarias en correspondencia con las distintas políticas de expansión del parque de generación.

Distintas visiones de futuro reconocen el rol de las renovables en la matriz energética eléctrica regional (Tissot, 2012), (Honty, 2007), (Heres, 2015). sin embargo, la incorporación de renovables tomado en consideración la integración de los sistemas eléctricos regionales mediante estándares de redes inteligentes es un punto de discusión pendiente que se estima complementar con este trabajo de investigación.

Este documento se divide en cinco secciones. En la **Sección 2** se describe los aspectos metodológicos del estudio propuesto. En la **Sección 3** se discuten las series históricas 1990-2014 globales utilizadas en este trabajo. En la **Sección 4** se presentan los resultados obtenidos y en la **Sección 5** se incluyen las conclusiones y recomendaciones de este trabajo.

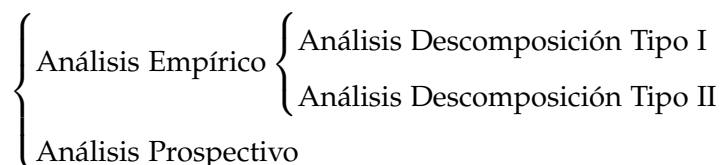
---

8 Long-range Energy Alternatives Planning

## METODOLOGÍA

---

A continuación se describen aspectos metodológicos para la realización de los estudios empíricos y prospectivos propuestos en este trabajo. La descripción de la metodología se realiza de acuerdo con el siguiente esquema:



El análisis empírico permite determinar los impactos de la expansión de la capacidad y la producción de electricidad en los indicadores desempeño como la eficiencia energética resultante de los procesos de transformación y transporte así como las implicaciones en el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la región. Para ello se propone un análisis por descomposición -en dos variantes Tipo I y Tipo II- sobre las series históricas de las variables energéticas de la región en el período 1990-2014.

Por otra parte, a partir de las series históricas analizadas, y en el contexto de los escenarios de mitigación desarrollados por la IEA (2016) (*NPS y 450S*), se presenta un *análisis prospectivo* hasta 2040 que valore como las redes inteligentes pueden ser utilizadas para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico permitiendo el aprovechamiento del potencial de generación renovable de la región.

### 2.1 ESTUDIO EMPÍRICO

Los análisis de *descomposición* que permiten determinar el peso que poseen los indicadores relevantes (intensidad del carbono en el mix de generación, despacho eléctrico de termoelectricidad, eficiencia energética en los procesos de combustión y los factores de capacidad) en el comportamiento observado en las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al sector eléctrico.

Los análisis por descomposición (Ang, 2004) permiten mostrar los factores determinantes en las tendencias mostradas por las series históricas de uno o varios indicadores de interés para un lapso de tiempo determinado. Este tipo de análisis, sido utilizado desde hace varios años por la IEA con el objeto de determinar el impacto que han tenido las variables económicas



y energéticas globales en el comportamiento de las emisiones totales de CO<sub>2</sub> producido por el sector energético como un todo.

En particular, la IEA en su reporte *CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2015* introdujo una técnica de descomposición adicional para el análisis de los factores descriptivos de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico. En esta versión cuatro indicadores específicos fueron considerados: eficiencia de las centrales térmicas, intensidad eléctrica del CO<sub>2</sub>, proporción de electricidad producida a partir de combustibles fósiles y la producción total de energía eléctrica.

Los resultados de este estudio en lo concerniente a las emisiones del sector eléctrico de los países de la región -excluyendo a México y Chile (miembros de la OCDE)- sugieren que ha sido la creciente participación de la generación de origen fósil en el despacho eléctrico la principal responsable del crecimiento sostenido de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la región. El hecho que el carbón haya ido perdiendo peso en el mix de generación y que las centrales térmicas hayan venido mejorando sus indicadores de eficiencia, constituyen efectos mitigadores que no logran revertir la tendencia creciente de las emisiones. Si las mejoras observadas en la intensidad de carbono del mix de generación y la mejora de la eficiencia en las centrales térmicas no se hubiesen verificado, seguramente los niveles de emisiones de CO<sub>2</sub> de la región serían muy superiores.

Sin embargo, los análisis de descomposición realizados por la IEA *no incluyen* aspectos importantes como el comportamiento de la eficiencia térmica tomando en cuenta el tipo de combustible utilizado (gas, carbón o derivados de petróleo). Tampoco, incluyen información relativa al grado de utilización de la infraestructura de generación (factor de capacidad). Estas especificaciones adicionales son necesarias para comprender en su justa dimensión los factores que han incidido en el comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico. Este trabajo propone una variante de la metodología de descomposición aplicada por la IEA con el objeto de incluir dos aspectos fundamentales. Por lo tanto los análisis Tipo I incluyen los factores de capacidad de las centrales eléctricas y en segundo lugar, los análisis Tipo II incluyen la discriminación del tipo de combustible en las eficiencias térmicas.

La inclusión de estos factores permitirán determinar como el grado de utilización de la infraestructura de generación térmica (factor de capacidad), la eficiencia de generación y la participación en el despacho eléctrico de cada tipo de combustible han condicionado el comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> regional.

Es importante indicar que los análisis de descomposición serán aplicados a la series consolidadas de todos los países de America Latina y el Caribe<sup>1</sup>,

<sup>1</sup> Países de América Latina y el Caribe: Caribe: Antigua & Barbuda, Aruba, Bahamas, Barbados, Islas Caimán, Cuba, Dominica, República Dominicana, Granada, Guadalupe,



por cuanto los análisis presentados por la IEA no incluyen, como hemos referido, a México y Chile. A continuación se describe la formulación de cada método.

### 2.1.1 Estudio de descomposición Tipo I

Para cada año  $t=1990, \dots, 2014$ , las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico son caracterizadas por cinco (5) factores descriptivos de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_t = \frac{C_t}{W_{ft}} \cdot \frac{W_{ft}}{E_{ft}} \cdot \frac{E_{ft}}{Cap_{ft}} \cdot \frac{Cap_{ft}}{E_t} \cdot E_t \quad (1)$$

Las series históricas 1990-2014 a considerar son:

$C_t$	es el nivel de emisiones CO <sub>2</sub> del sector eléctrico en MtCO <sub>2</sub>
$W_{ft}$	es el combustible fósil (carbón, gas y productos del petróleo) suministrados a las centrales térmicas en Mtep.
$E_{ft}$	es la electricidad producida por todas las centrales térmicas en TWh.
$Cap_{ft}$	es la capacidad instalada en termoelectricidad en GW
$E_t$	es la electricidad total producida en TWh.
$\frac{C_t}{W_{ft}}$	describe la intensidad de carbono de la producción de termoelectricidad (MtCO <sub>2</sub> /Mtep). Este indicador permite identificar la sustitución de un tipo de combustible fósil por otro. Por ejemplo, un aumento de la intensidad implica la sustitución de un combustible de bajo nivel de carbono (como el gas) por un combustible con mayor cantidad de carbono (como el carbón).
$\frac{C_t}{E_{ft}}$	describe la intensidad de carbono de la producción de termoelectricidad (MtCO <sub>2</sub> /Mtep). Este indicador permite identificar la sustitución de un tipo de combustible fósil por otro. Por ejemplo, un aumento de la intensidad implica la sustitución de un combustible de bajo nivel de carbono (como el gas) por un combustible con mayor cantidad de carbono (como el carbón).

Los factores descriptivos a analizar son:

---

Haití, Jamaica, Martinica, Puerto Rico, San Bartolomé, St. Kitts & Nevis, St. Lucía, San Vicente y las Granadinas, Trinidad & Tobago, Islas Turcas y Caicos, Islas Vírgenes. América central y Norteamérica: Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, México, Nicaragua, Panamá. América del Sur: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guayana Francesa, Guayana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela

$\frac{W_{ft}}{E_{ft}}$  describe la eficiencia energética en el proceso de producción de termoelectricidad. La disminución en magnitud de este indicador implica que se requiere menos combustible fósil para producir la misma cantidad de termoelectricidad.

$\frac{E_{ft}}{Cap_{ft}}$  describe el grado utilización de la infraestructura de generación con base en combustibles fósiles. Este indicador es proporcional al factor de capacidad o de carga de las centrales termoeléctricas. Un incremento de este indicador implica un incremento en el uso de la infraestructura. Por ejemplo, el conjunto de las termoeléctricas en GW pasa a ser utilizada de un año para otro en mayor cantidad de tiempo.

$\frac{Cap_{ft}}{E_t}$  describe la participación de la capacidad de generación termoeléctrica en GW en la producción total de energía en TWh (utilizando insumos fósiles y renovables).

$E_t$  corresponde a la electricidad total producida en TWh

Los aspectos metodológicos del proceso de descomposición y agregación utilizados son incluidos en el Anexo B de este documento.

### 2.1.2 Estudio de descomposición Tipo II

A diferencia del primer análisis en el que se utilizaron series consolidadas para la generación termoeléctrica, el segundo análisis de descomposición propuesto se basa en series históricas discriminadas por tipo de combustible utilizado en la matriz de generación: carbón, derivados de petróleo y gas natural.

Por lo tanto, para  $t = 1990, \dots, 2014$ , las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico son caracterizadas por once (11) factores descriptivos de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$C_t = \frac{C}{W_{f1t}} \cdot \frac{W_{f1t}}{E_{f1t}} \cdot \frac{E_{f1t}}{E_t} \cdot \frac{E_t}{C_t} \cdot \frac{C_t}{W_{f2t}} \cdot \frac{W_{f2t}}{E_{f2t}} \cdot \frac{E_{f2t}}{E_t} \cdot \frac{E_t}{C_t} \cdot \frac{C_t}{W_{f3t}} \cdot \frac{W_{f3t}}{E_{f3t}} \cdot \frac{E_{f3t}}{E_t} \cdot E_t \quad (2)$$

Las series históricas 1990-2014 a considerar son:

$C_t$  es el nivel de emisiones CO<sub>2</sub> del sector eléctrico en MtCO<sub>2</sub>

$W_{f1t}$  es el carbón suministrado a las centrales térmicas en Mtep

$W_{f2t}$  es el combustible líquido derivado de petróleo suministrado a las centrales térmicas en Mtep

$W_{f3t}$	es el gas natural suministrado a las centrales térmicas en Mtep
$E_{f1t}$	Energía eléctrica producida por centrales a carbón (TWh)
$E_{f2t}$	Energía eléctrica producida por centrales que queman combustibles líquidos (TWh)
$E_{f3t}$	Energía eléctrica producida por centrales con gas natural (TWh)
$E_t$	es la electricidad total producida en TWh.

Los factores descriptivos a analizar son:

$\frac{C_t}{W_{f1t}}$	describe la intensidad de carbono de centrales de generación a carbón (MtCO <sub>2</sub> /Mtep)
$\frac{W_{f1t}}{E_{f1t}}$	describe la eficiencia de centrales a carbón (heatrate) (Mtep/TWh)
$\frac{E_{f1t}}{E_t}$	describe la participación de las centrales a carbón en el despacho eléctrico (%)
$\frac{E_t}{C_t}$	describe la intensidad eléctrica del carbono (TWh/MtCO <sub>2</sub> )
$\frac{C_t}{W_{f2t}}$	describe la intensidad de carbono de centrales de generación con combustibles líquidos derivados del petróleo (MtCO <sub>2</sub> /Mtep)
$\frac{W_{f2t}}{E_{f2t}}$	describe la eficiencia de centrales con combustibles líquidos derivados del petróleo (heatrate) (Mtep/TWh)
$\frac{E_{f2t}}{E_t}$	describe la participación de las centrales a combustibles líquidos derivados del petróleo en el despacho eléctrico (%)
$\frac{C_t}{W_{f3t}}$	describe la intensidad de carbono de centrales de generación con base en el gas natural (MtCO <sub>2</sub> /Mtep)
$\frac{W_{f3t}}{E_{f3t}}$	describe la eficiencia de centrales con base en el gas natural (heatrate) (Mtep/GWh)
$\frac{E_{f3t}}{E_t}$	describe la participación de las centrales con base en el gas natural en el despacho eléctrico (%)
$E_t$	corresponde a la electricidad total producida en TWh

Los aspectos metodológicos del proceso de descomposición y agregación utilizados son incluidos en el Anexo B de este documento. En la sección 3 se presenta de manera sucinta las principales características de las series de tiempo requeridas en el análisis de descomposición. Los resultados y análisis correspondientes a los dos análisis de descomposición propuestos se encuentran en la Sección 4.1.1 y 4.1.2, respectivamente.

## 2.2 ESTUDIO PROSPECTIVO

El escenario de proyección regional (2015-2040) propuesto en esta sección, se plantea con los mismos supuestos económicos y demográficos utilizados para construir el proyección *NPS* y las premisas técnicas de eficiencia y utilización de activos del escenario *450S* de la *IEA (2016)* pero con ciertas alteraciones en la política de expansión de generación y red eléctrica que procuran sacar provecho de los beneficios económicos, técnicos y ambientales de la integración de las redes inteligentes.

### 2.2.1 Escenario Smart Grid: SGS

El escenario *SGS* incluye la adopción de una serie de políticas de inversión alternativas con el fin de lograr los siguientes objetivos de largo plazo:

1. Disminución de las pérdidas porcentuales de transmisión y distribución de 16 % en 2015 hasta un 10 % en 2040 ( $\Delta L=6\%$ )<sup>2</sup>. Esta gestión permitiría, liberar 85TWh producto de la reducción de las pérdidas técnicas en las redes por el orden del 3 %.
2. Incorporación hacia 2040 de un total de  $\Delta E_r=115\text{TWh/año}^3$  adicionales al previsto en el escenario *450S* en generación eléctrica con base energías renovables no convencionales (835 TWh/año en 2040). Esta incorporación se realizaría fundamentalmente mediante la integración en la red de distribución de centrales solares y eólicas de mediana capacidad.
3. Incorporación de un total de  $\Delta E^{SGS_h}=300\text{TWh/año}^4$  adicionales en generación hidroeléctrica centralizada con respecto al valor establecido por el escenario *450S* (1300 TWh/año en 2040).

El escenario *SGS* considera la incorporación progresiva hasta 2040 de 500TWh/año renovables adicionales a los previstos por proyección *450S*, unos 2190TWh/año. Por lo tanto, el escenario de mitigación propuesto se

- 
- 2 En ambos escenarios, *450S* y *NPS*, se considera que la reducción de las pérdidas de transmisión y distribución solo alcanzará un mínimo de 13 % en 2040. La reducción de las pérdidas mediante la implantación de redes inteligentes ha sido ampliamente discutida en la región (*Horta Nogueira et al. 2015*).
  - 3 A modo de ejemplo, este valor se lograría con sólo intervenir el 0.04 % del desierto de Atacama (en Chile) con paneles solares fotovoltaicos (*Vergara et al. 2013*)
  - 4 De acuerdo con la *OLADE (2012)* el potencial hidroeléctrico regional es de 3000TWh/año. La utilización de tecnologías de corriente continua (HVDC) permitiría transportar grandes bloques de energía hidroeléctrica a mayores distancias y con menor impacto ambiental respecto al paradigma de transmisión tradicional basado en corriente alterna (*IEA 2011*).

basa en la posibilidad de producir hasta 2690TWh/año a partir de fuentes renovables. Debe tenerse en cuenta, que el escenario NPS, que refleja en conjunto todas las políticas nacionales de expansión vigentes no prevé producir más de 1920TWh/año.

### 2.2.2 Premisas generales

Para el análisis prospectivo 2015-2040, además de las políticas de inversión alternativas establecidas para el escenario SGS, se mantendrán los supuestos técnicos generales (eficiencia, factores de capacidad, etc.) utilizados en la elaboración del escenario 450S para la región. Desde el punto de vista macroeconómico, el escenario propuesto mantendrá las premisas de crecimiento económico y demográfico establecidos en el escenario NPS. A continuación se enumeran los supuestos del modelo propuesto:

1. PIB PPA 2011:  $X^{NPS}$  en miles de millones de US\$
2. Población:  $P^{NPS}$  en millones de habitantes
3. Precios del gas, diesel y carbón:  $\rho_{f1}^{450S}, \rho_{f3}^{450S}, \rho_{f3}^{450S}$  en US\$ (2012)
4. Precios del carbono:  $\chi^{450S}$
5. Factores de capacidad:  $\mu_h^{450S}, \mu_r^{450S}, \mu_n^{450S}, \mu_f^{450S}, \mu_{f1}^{450S}, \mu_{f3}^{450S}, \mu_{f3}^{450S}$
6. Eficiencias térmicas:  $\eta_f^{450S}, \eta_{f1}^{450S}, \eta_{f3}^{450S}, \eta_{f3}^{450S}$
7. Costos de inversión por tecnología IEA (450S).

En el Anexo C, se incluyen los valores de los supuestos del modelo.

### 2.2.3 Metodología de proyección

Para la realización de la proyección propuesta, se utiliza la herramienta LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning) (Heaps 2012). Una vez definidas las premisas del modelo, la plataforma LEAP permite ajustar mediante un modelo econométrico el equilibrio entre la demanda y la oferta de energía eléctrica de acuerdo a la calidad de los centros de transformación (eficiencia). Para ello se utiliza un enfoque híbrido (Bottom-up/Top-bottom) donde la demanda final se encuentra condicionada por las variables macroeconómicas (PIB, precios, etc.) y la oferta está condicionada por la política de inversión (estímulo a las energías renovables, no convencionales, integración de redes inteligentes, etc.).

En la Figura 3 se observa el modulo eléctrico aplicado en LEAP con las variables de interés (series de tiempo 1990-2014 discutidas en la sección

3) y que son proyectadas del 2015 al 2040. Para cada año  $t$ , la demanda consolidada de la región ( $D_t$ ) se determina a partir de la inferencia estadística considerando el efecto de las variables económicas y demográficas del escenario *NPS* y las variables de eficiencia técnica del escenario *450S*. Por otra parte, en concordancia con las reglas de inversión establecidas, las variables energéticas del lado de la oferta son modificadas mediante una serie de variaciones o perturbaciones con respecto a las premisas del escenario *450S*:  $\Delta E_{ht}, \Delta E_{rt}, \Delta L_t$ .

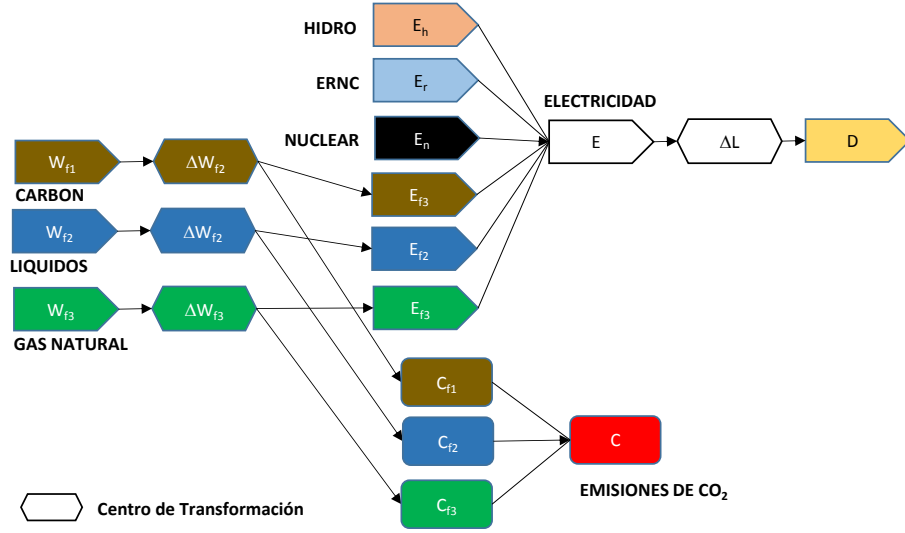


Figura 3: Módulo de matriz energética eléctrica implementado en LEAP.

El resto de los flujos energéticos ( $E_{f1t}, E_{f2t}, E_{f3t}$  y  $E_{nt}$ ) se ajustaran para cada año  $t$  conforme al equilibrio de oferta y demanda. Por lo tanto, como se desprende de la Figura 3, la energía eléctrica total ( $E_t$ ) en TWh producida es:

$$E_t = \sum_{q=f1,f2,f3,n,h,r} E_{qt} \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (3)$$

La relación entre la oferta  $E_t$  y la demanda  $D_t$  es dada por la siguiente expresión:

$$D_t = E_t - \Delta L_t \quad q = f1, f2, f3 \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (4)$$

donde  $\Delta L_t$  son las pérdidas en las redes.

Los insumos de las centrales termoeléctricas en MTep se determinan mediante la siguiente expresión:

$$W_{qt} = \eta_{qt}^{450S} \cdot E_{qt} \quad q = f1, f2, f3 \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (5)$$

donde, las pérdidas de transformación son:

$$\Delta W_{qt} = W_{qt} - \kappa E_{qt} \quad q = f1, f2, f3 \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (6)$$

y  $\kappa$  es el factor de conversión de TWh a MTep (0.0859845228).

En el escenario propuesto se mantienen las expectativas del escenario 450S en cuanto al mejoramiento de la eficiencia energética de los procesos de transformación de las centrales termoeléctricas, principalmente aquellas que utilizan gas natural (Ver Figura 25 del Anexo C).

Los insumos totales de las centrales termoeléctricas son:

$$W_{ft} = W_{f1t} + W_{f2t} + W_{f3t} \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (7)$$

Las emisiones de CO<sub>2</sub> ( $C_{f1t}, C_{f2t}, C_{f3t}$ ) de las centrales a carbón, derivados de petróleo y gas natural en MtCO<sub>2</sub> se estiman a partir de los insumos conforme a los factores de emisión utilizados en los escenarios NPS y 450S, que a su vez están en concordancia con los lineamientos del IPCC (2006): 15.3 tC/TJ para gas natural, 15.7 para 26.6 tC/TJ derivados de petróleo, 25.8 to 29.1 tC/TJ para el carbón.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> totales de las centrales termoeléctricas son:

$$C_{ft} = C_{f1t} + C_{f2t} + C_{f3t} \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (8)$$

Las capacidades instaladas en GW para todas las tecnologías de generación se determinan mediante la siguiente expresión:

$$Cap_{lt} = \frac{E_{qt}}{8,760 \mu_{qt}^{450S}} \quad q = f1, f2, f3, n, h, r \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (9)$$

La capacidad total de las centrales termoeléctricas es:

$$Cap_{ft} = Cap_{f1t} + Cap_{f2t} + Cap_{f3t} \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (10)$$

La capacidad total de las centrales renovables es:

$$Cap_{lt} = Cap_{ht} + Cap_{rt} \quad t = 2015, \dots, 2040 \quad (11)$$

El escenario SGS utiliza los factores de capacidad de generación resultantes en el escenario 450S (Ver Figura 24 del Anexo C). Se espera un aumento de los factores de capacidad de las energías renovables no convencionales, una ligera disminución en la utilización de las centrales hidroeléctricas y una caída importante en los factores de capacidad asociados a las centrales termoeléctricas.

Las inversiones acumuladas en miles de millones de US\$ (2012) asociadas a la instalación y retiro de las centrales eléctricas ( $I_{1t}, I_{2t}, I_{3t}, I_{ht}, I_{rt}$  y  $I_{nt}$ ) para el escenario SGS se estiman en forma proporcional a los costos medios

(a precios constantes de 2012) utilizados en la estimación de las inversiones de los escenarios *NPS* y *450S IEA (2014b)*.

En cuanto a las inversiones en las redes de distribución, se asume que el esfuerzo adicional requerido para la modernización de las redes bajo los estándares *Smart Grid* implicaría un incremento del 10% de los flujos de inversión estimados en el escenario *450S*.

Finalmente, la intensidad del carbono en  $\text{gCO}_2/\text{kWh}$ , la producción de electricidad en  $\text{kWh}/\text{hab}$ , y los niveles de emisiones per cápita anuales en  $\text{KgCO}_2/\text{hab}$ , para el escenario *SGS* se determinan para  $t= 2015, \dots, 2040$  como:

$$\Psi_t = 1000C_{ft}/E_t \quad (12)$$

$$\Theta_t = 1000E_t/P_t \quad (13)$$

$$\Gamma_t = 1000C_{ft}/P_t \quad (14)$$

Los resultados y análisis correspondientes al análisis prospectivo propuesto se encuentran en la Sección 4.2

#### 2.2.4 Limitaciones del estudio propuesto

La proyección propuesta utiliza los indicadores agregados para todos los países de la región con base en un balance energético regional y por lo tanto no pretende emular la simulación *450S* en toda su extensión, por cuanto sus resultados provienen de la aplicación de un modelo energético detallado (World Energy Model) donde los balances energéticos se estiman en forma individual para cada uno de los países con información energética disponible. En este sentido, la proyección realizada no permite capturar la variabilidad a lo largo de todos los países de la región y sus efectos locales.

No obstante, se considera que el ejercicio realizado permite sugerir una tendencia interesante si se adoptan esquemas tecnológicos que permitan mejorar la gestión energética y permitir el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en la región. En este sentido, sería recomendable aplicar un modelo detallado considerando políticas de inversión discriminadas por cada país de la región con objetivos más ambiciosos a las establecidas en los escenarios desarrollados para el control del problema ambiental, tanto *NPS* como *450S*.



## SERIES HISTÓRICAS 1990-2014

---

En esta sección se especifican las series históricas de las variables energéticas de interés de América Latina y el Caribe a ser utilizadas en los análisis descriptivos y prospectivos establecidos en la metodología establecida en la sección 2. Para la realización de los estudios de descomposición 1990-2014 y prospectivos 2015-2035 se especifican las series consolidadas de toda la región. Seis grandes bloques de indicadores son analizados.

- Inversión del sector eléctrico
- Capacidad instalada de generación eléctrica
- Producción de energía eléctrica
- Eficiencia energética en centrales termoeléctricas
- Pérdidas de energía de las redes eléctricas
- Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico

### 3.1 POLÍTICAS NACIONALES DE INVERSIÓN EN ELECTRICIDAD

El flujo de inversión observado durante los últimos años hacia el sector eléctrico de la región se ha traducido en un importante y sostenido crecimiento de la producción de electricidad. Los distintos procesos de reestructuración del sector eléctrico de la región han permitido a los gobiernos nacionales establecer políticas de apertura que han permitido el concurso del sector privado en el desarrollo de proyectos de expansión en electricidad.

Según se muestra en el Cuadro 1, para el período 2000-2013, de acuerdo con la IEA, (2014b), la inversión total en el sector eléctrico de la región ha promediado 23 mil millones de US\$. Si se dan por buenas estimaciones del BM (2016b), se puede inferir que un 70% de los 23 mil millones de de US\$ ha correspondido a la iniciativa privada.

En este sentido, la participación de los gobiernos nacionales en el desarrollo de la infraestructura regional en electricidad no ha sido determinante, a lo sumo un 30%. Esta afirmación se constata observando las magnitudes de las carteras de proyectos de los entes de financiamiento multilateral de carácter regional y que son generalmente utilizados por gobiernos para financiar parcialmente sus proyectos de infraestructura.

Cuadro 1: Inversión acumulada en el sector eléctrico regional: 2000-2013 <sup>a</sup>

Objetivo de Inversión	WEIO 2014 <sup>b</sup>	PPI 2016 <sup>c</sup>
Fósil	26,5	32,9
Nuclear	2,3	sd <sup>d</sup>
Renovables	148,0	112,8
Transmisión y Distribución	118,9	47,5
Total	295,7	193,5

<sup>a</sup> en miles de millones de US\$ a precios constantes de 2012.

<sup>b</sup> Fuente: World Energy Outlook, IEA (2014b).

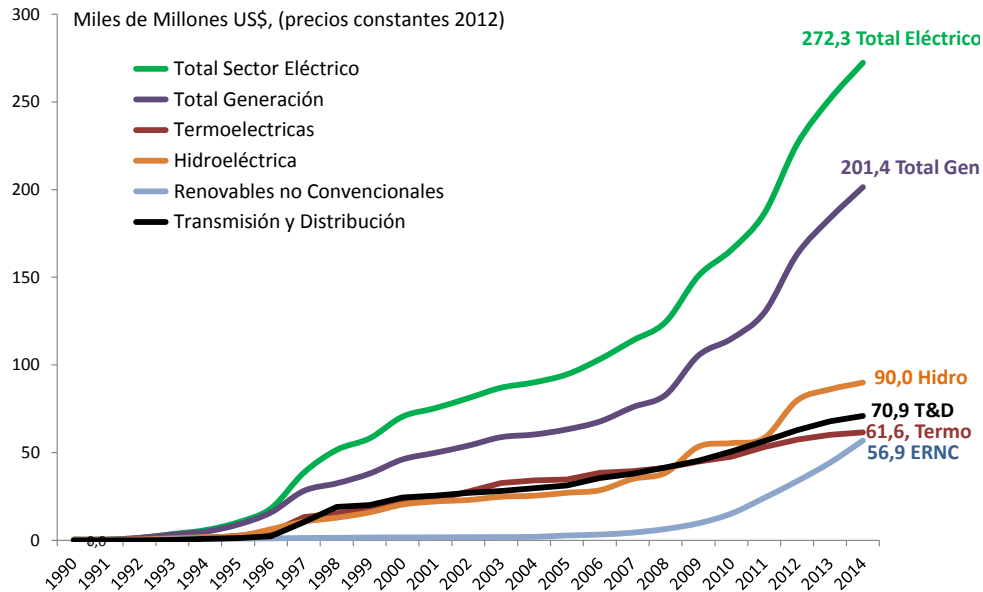
<sup>c</sup> Fuente: Base de datos PPI del BM (2016b).

<sup>d</sup> sd: sin datos disponibles

Por ejemplo, en 2016 la CAF (2015) reportaba una cartera directa activa en energía del orden de 5.1 mil millones de US\$, de los cuales los proyectos de transmisión poseían una participación de 20 % y los proyectos en tecnologías limpias no convencionales (solar y eólica) tenían una participación de un 19 %. Por otra parte, el BID reporta para 2016 una cartera activa de 4.5 mil millones US\$ de los cuales 50 % están destinados a nuevos proyectos en transmisión y distribución de energía. Es decir, entre ambas fuentes de financiamiento, las carteras activas en proyectos energéticos en general alcanzan apenas los 10 mil millones de US\$, cifra modesta en comparación de los flujos anuales de inversión en el sector eléctrico reportados por la IEA y el BM para la región.

En la Figura 4 se observan las series  $I_{1kt}$ ,  $I_{2kt}$ ,  $I_{3kt}$  y  $I_{4kt}$  para el periodo 1990-2015 correspondientes a las inversiones acumuladas en generación termoeléctrica, hidroeléctrica, con base en energías renovables no convencionales y en redes eléctricas, respectivamente. La inversión total en promedio ha sido del orden de 11.3 mil millones de US\$ por año, para un total acumulado de 272 mil millones de US\$. Un 75 % se invirtió en generación y el restante 25 % se invirtió en redes de transmisión y distribución. Es importante notar que a Brasil le correspondió un 65 % del total acumulado. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que en países como México y Venezuela los principales aportes al sector eléctrico han procedido de financiamiento multilateral gestionado por cada uno de los gobiernos.

La inversión total acumulada correspondió en 2014 al 49 % de la Formación Media Bruta de Capital Fijo (FMBCF) consolidado de la región. Este valor es superior al 38 % reportado por Balza et al. para el período 1984-2011. Sin embargo debe tenerse en cuenta que a partir de 2011 se ha producido un repunte importante en las inversiones totales, principalmente en centrales hidroeléctricas y en energías renovables no convencionales, tal

Figura 4: Inversión total acumulada en infraestructura eléctrica en la región<sup>a</sup>

- <sup>a</sup>  $I_g$ : Inversión global: generación y red eléctrica  
 $I$ : Inversión total generación  
 $I_f$ : Inversión en termoelectricas  
 $I_h$ : Inversión en Hidroeléctricas  
 $I_r$ : Inversión en centrales con base en energías renovables no convencionales  
 $I_4$ : Inversión en redes eléctricas  
Fuente: Elaboración propia con información de la Base de datos PPI del BM (2016b)

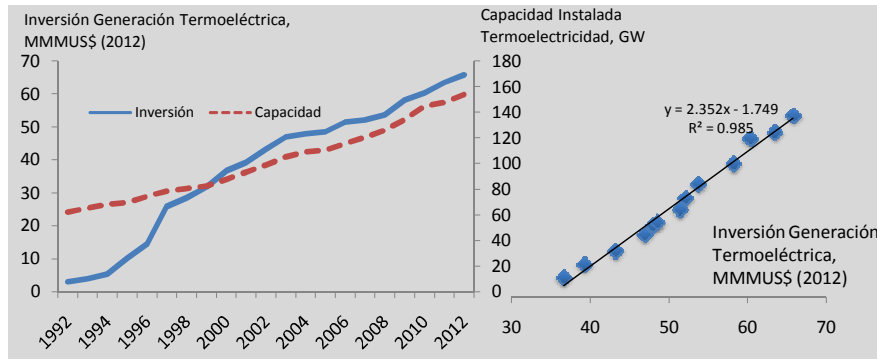
como se desprende de la Figura 4. Este comportamiento creciente de las inversiones en la expansión de la infraestructura eléctrica, no está reflejando la desaceleración observada durante 2011 y 2014 tanto en la producción de electricidad como en el PIB de la región.

Para la determinación de los índices de inversión en relación con el FMBCF de cada país se ha considerado un total de 969 proyectos de generación (201 mil millones de US\$, 201) y 582 proyectos de red eléctrica (86 mil millones de US\$, 2012) activos en la Base de datos PPI del BM(2016b). Los proyectos en cuestión permitieron la incorporación/rehabilitación de 296GW de generación, 273 mil km de líneas de transmisión/distribución y 480 millones de conexiones de red.

En general, la expansión de la capacidad instalada en generación termoelectrica regional está correlacionada de forma positiva con el flujo de inversiones reportado por la base de datos PPI del BM, principalmente a partir de 1998. En la Figura 5 se muestra el flujo de inversión privada en

centrales térmicas reportado por el PPI en la región y el incremento de la capacidad instalada en termoelectricidad en GW en el lapso 1992-2012. Nótese que entre 2000 y 2012, se observa una alta correlación entre ambas series temporales.

Figura 5: Relación Inversión-Capacidad Instalada en Generación Termoeléctrica<sup>a</sup>



<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia utilizando la base de datos del PPI BM y del EIA

### 3.2 CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La capacidad instalada de generación eléctrica regional pasó de 156GW en 1990 a 369GW en 2014. Este salto implicó un crecimiento del orden de 136 % en 24 años, el cual se ubicó por encima de la media mundial (119 %) para el mismo período. La tasa de crecimiento anual compuesta (TCAC) se ubicó en el orden de 3.6 %/año, superior a las tasas de crecimiento del PIB (3.1 %/año) y de la población (1.4 %/año).

En el Cuadro 2 se muestra la lista de los 10 países de la región con mayor crecimiento en % y magnitud de capacidad instalada de generación de electricidad.

En la Figura 6 se presentan las series históricas consolidadas de la región en cuanto a la capacidad termoeléctrica ( $Cap_{ft}$ ), hidroeléctrica ( $Cap_{ht}$ ) y con base en energías renovables no convencionales ( $Cap_{rt}$ ). Puede observarse que el 90% de la capacidad instalada se reparte a partes iguales entre las centrales termoeléctricas y las grandes centrales hidroeléctricas. El 10% de la capacidad restante se divide entre las centrales renovables no convencionales y la energía nuclear.

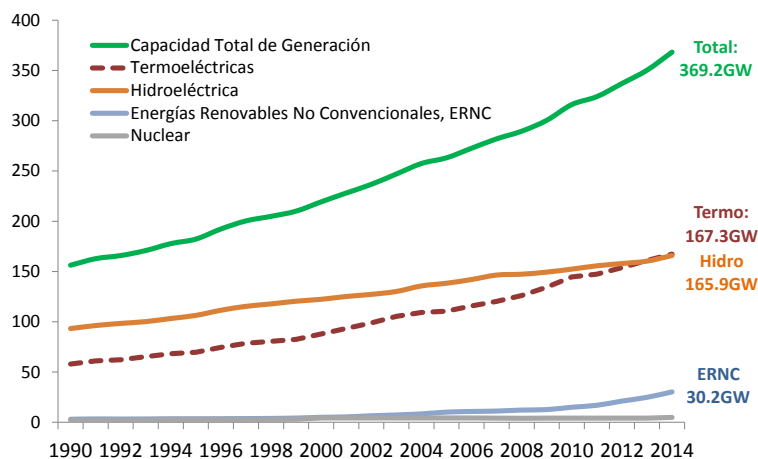
En 2014, sólo cinco países (Paraguay, Brasil, Colombia, Costa Rica y Panamá) eran predominantemente hidroeléctricos desde perspectiva de la capacidad instalada. En cuanto a la capacidad instalada en centrales con base en energías renovables no convencionales, se reporta la instalación

Cuadro 2: Capacidad instalada de generación eléctrica por país (Top Ten) <sup>a</sup>

	CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION (GW)					
	1990	2014		C 90-14	TCAC 90-14	1990-2014
1 Brasil	53,0	135,0	37%	154,8%	4,0%	
2 México	28,0	66,2	18%	136,3%	3,6%	
3 Argentina	17,0	36,3	10%	113,7%	3,2%	
4 Venezuela	19,0	31,0	8%	63,1%	2,1%	
5 Chile	4,4	23,4	6%	431,8%	7,2%	
6 Colombia	8,8	15,8	4%	79,7%	2,5%	
7 Peru	4,2	11,6	3%	175,6%	4,3%	
8 Cuba	3,9	6,6	2%	70,1%	2,2%	
9 Ecuador	1,7	6,3	2%	268,4%	5,6%	
10 Rep. Dominic	1,4	3,8	1%	169,9%	4,2%	
Otros ALyC	16,1	34,5	9%	114,5%	3,2%	
Total ALyC	156,7	369,2	100%	135,6%	3,6%	

<sup>a</sup> C<sub>90-14</sub>: Crecimiento total entre 1990-2014.  
 TCAC<sub>90-14</sub>: Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014.  
 Fuente: Elaboración propia con datos del EIA, (2016)

Figura 6: Capacidad instalada en generación eléctrica en la región <sup>a</sup>



<sup>a</sup> Cap<sub>t</sub>: Capacidad instalada en generación  
 Cap<sub>ft</sub>: Capacidad instalada en termoeléctricas  
 Cap<sub>ht</sub>: Capacidad instalada en Hidroeléctricas  
 Cap<sub>rt</sub>: Capacidad instalada en centrales de generación con base en energías renovables no convencionales  
 Fuente: Elaboración propia con datos del EIA, (2016)

acumulada de 30GW, lo que corresponde aproximadamente a un 8 % del total. Nicaragua es el país con mayor proporción de capacidad instalada distinta a los fósiles y a la hidroeléctrica (33 %, 472MW en 2014). En términos absolutos, Brasil y México son los que poseen mayor capacidad instalada de este tipo, 18.4 y 4.1GW, respectivamente.

### 3.3 PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

La producción de electricidad en la región pasó 623TWh en 1990 a 1593TWh en 2014, correspondiente a un crecimiento de 156 % en 24 años, el cual se ubicó muy por encima por encima de la media mundial (100 %) para el mismo período. La tasa de crecimiento anual compuesta (TCAC) fue de 4 %/año, superior a las tasas de crecimiento del PIB (3.1 %/año) y de la población (1.4 %/año) lo que se corresponde con una región que se encuentra en pleno desarrollo de sus sistemas eléctricos y en aumento del consumo eléctrico per cápita. Sin embargo, en años recientes, el crecimiento de la producción de electricidad se ha ralentizado. Después de la crisis financiera de 2008, el efecto rebote hizo que las tasas de crecimiento interanual de la producción pasaron de 0.4 % en 2009 a 5 % en 2010 y 2011. A partir de 2012, las tasas de crecimiento han caído a 3.4 % en 2013 y 2.2 % en 2014, comportamiento que se encuentra perfectamente alineado con la evolución del PIB regional.

En el Cuadro 3 se muestra la lista de los 10 países con mayor crecimiento en % y magnitud de producción de electricidad.

Cuadro 3: Producción de energía eléctrica por país (Top Ten) <sup>a</sup>

	Producción de Energía Eléctrica (TWh)				
	1990	2014	C 90-14	TCAC 90-14	1990-2014
1 Brasil	222,8	590,6	37%	165,1%	4,1%
2 México	115,8	301,5	19%	160,3%	4,1%
3 Argentina	50,7	141,6	9%	179,0%	4,4%
4 Venezuela	59,3	127,7	8%	115,3%	3,2%
5 Chile	18,4	73,7	5%	301,3%	6,0%
6 Colombia	36,4	69,9	4%	92,3%	2,8%
7 Paraguay	27,2	55,3	3%	103,4%	3,0%
8 Peru	13,8	45,5	3%	229,7%	5,1%
9 Ecuador	6,3	24,3	2%	282,8%	5,8%
10 Cuba	15,0	19,4	1%	28,9%	1,1%
Otros ALyC	55,9	138,3	9%	147,3%	3,8%
Total ALyC	623,2	1592,3	100%	155,5%	4,0%

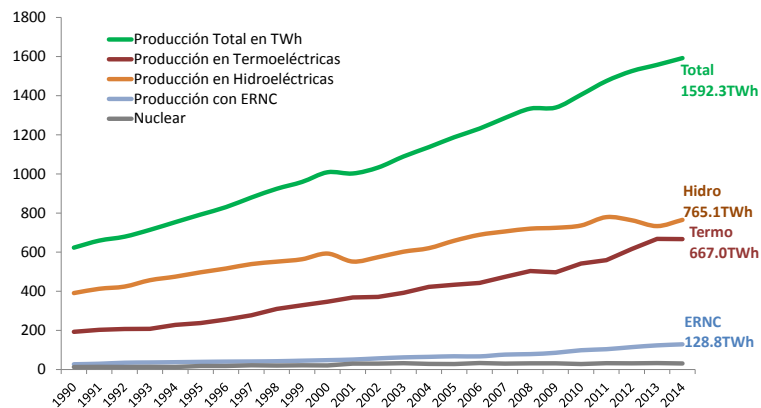
<sup>a</sup> C<sub>90-14</sub>: Crecimiento total entre 1990-2014.

TCAC<sub>90-14</sub>: Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014.

Fuente: Elaboración propia con datos de la IEA, (2016)

En la Figura 7 se presentan las series históricas consolidadas de la región en cuanto a la producción de energía termoeléctrica ( $E_{ft}$ ), hidroeléctrica ( $E_{ht}$ ) y con base en fuentes renovables no convencionales ( $E_{rt}$ ). Para 2014, el componente hidroeléctrico representó el 48% de la producción total. La participación termoeléctrica fue 42%, la nuclear 2% y las energías renovables no convencionales fue del 8%. El crecimiento de la producción global de electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales, es muy significativa, principalmente a partir de 2010. Aunque la incorporación de este tipo de generación se hizo más tardíamente, muestra tasas de crecimiento equiparables a la producción con centrales termoeléctricas que utilizan gas natural.

Figura 7: Producción de energía eléctrica en la región <sup>a</sup>



<sup>a</sup>  $E$ : Producción total de energía eléctrica  
 $E_{ft}$ : Producción total en termoeléctricas  
 $E_{ht}$ : Producción total en Hidroeléctricas  
 $E_{rt}$ : Producción total en centrales con base en energías renovables no convencionales  
Fuente: Elaboración propia con datos de la IEA, (2016)

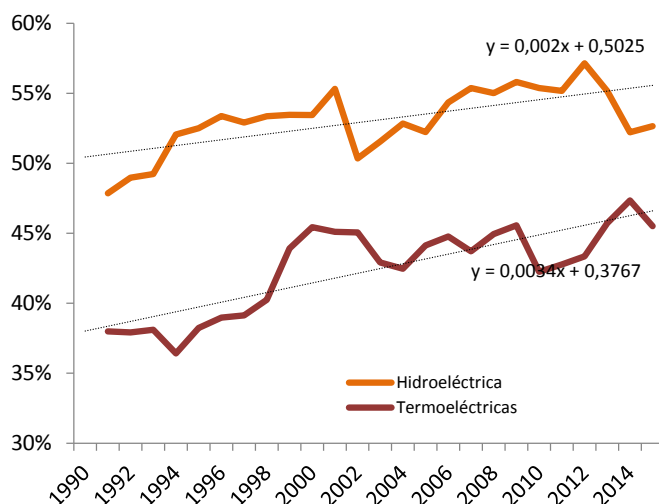
En la Figura 8 se presentan los factores de capacidad consolidados de la generación eléctrica para la región. Se evidencia un sostenido aumento de la utilización de la generación centralizada de origen fósil que pasó de 38% en 1990 a 45% en 2014.

El factor de capacidad de la gran hidroeléctrica en general se ha mantenido estable alrededor de 50%, aunque en algunos países como Uruguay y México han mostrado factores de capacidad decrecientes en los últimos años. Brasil y Paraguay, principales productores de hidroelectricidad han mantenido sus factores de capacidad estables en el orden de 80% y 55%, respectivamente.

Los factores de capacidad asociados a las energías renovables no convencionales están asociados valores en magnitud de capacidad instalada de la IEA, (2016) y energía producida de la IEA, (2016), aunque crecientes aún muy modestos, mostrando gran variabilidad. Sin embargo, estos factores tienen que verse con cuidado por cuanto las series históricas de potencia instalada y energía producida muestran importantes inconsistencias. Para 2014, el factor de capacidad de las energías renovables no convencionales pareciera ubicarse en el entorno del 30 %.

El aumento del factor de capacidad en las termoeléctricas está asociado a una mejora de la eficiencia térmica en el proceso de generación que ha hecho q la participación en el despacho de la termoeléctrica haya pasado de 31/ % en 1990 a 42 % 2014. En consecuencia, la participación de la gran hidroeléctrica en el despacho ha caído de 63 % a 48 %. Las renovables no convencionales han aumentado su participación de 3 % en 1990 a 8 % en 2014.

Figura 8: Factor de capacidad de la generación eléctrica regional <sup>a</sup>



<sup>a</sup>  $\mu_{ft}$ : Factor de capacidad en termoeléctricas

$\mu_{ht}$ : Factor de capacidad en en Hidroeléctricas

Fuente: Elaboración propia con datos de la IEA, (2016) y del EIA, (2016)

Ocho países de la región son predominantemente hidroeléctricos<sup>1</sup> desde la perspectiva de la producción. En 2014, un total de 90 TWh en fue producido con base en generación renovable no convencional. Nicaragua es el país con mayor proporción de producción renovable respecto al total

<sup>1</sup> Paraguay con 100%; Panamá, Uruguay, Brasil, Colombia, Venezuela y Costa Rica en el orden del 70% y finalmente Perú con 50%

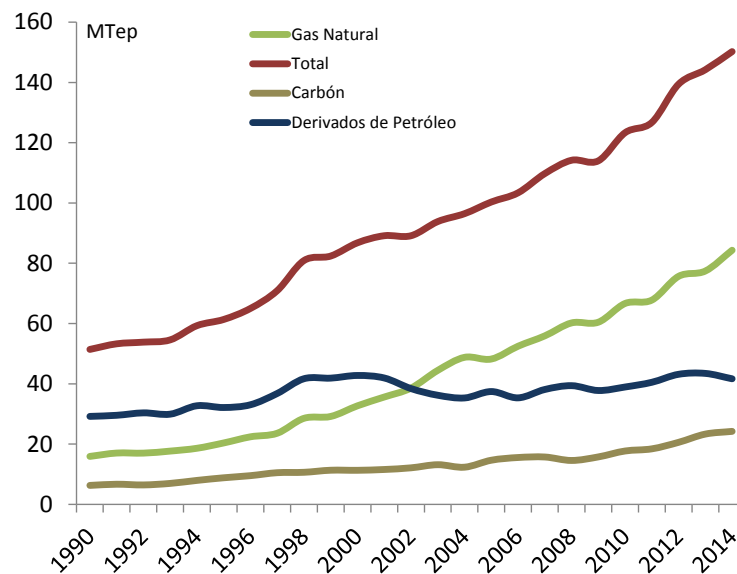


nacional (41 %, 1723GWh en 2014). En términos absolutos, Brasil y México producen 47,4 y 11,7TWh, respectivamente.

### 3.4 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Para determinar la eficiencia energética del proceso de producción de electricidad con plantas termoeléctricas se requiere conocer la proporción de la energía contenida en los insumos de generación que es realmente aprovechada y convertida en energía eléctrica. Para la producción de termoelectricidad se pasó de quemar combustibles en el orden de 51MTep en 1990 a 150MTep en 2014, correspondiente a un crecimiento de 192 % en 24 años, el cual se ubicó muy por encima por encima de la media mundial (84 %) para el mismo período.

Figura 9: Insumos de generación termoeléctrica en la región<sup>a</sup>



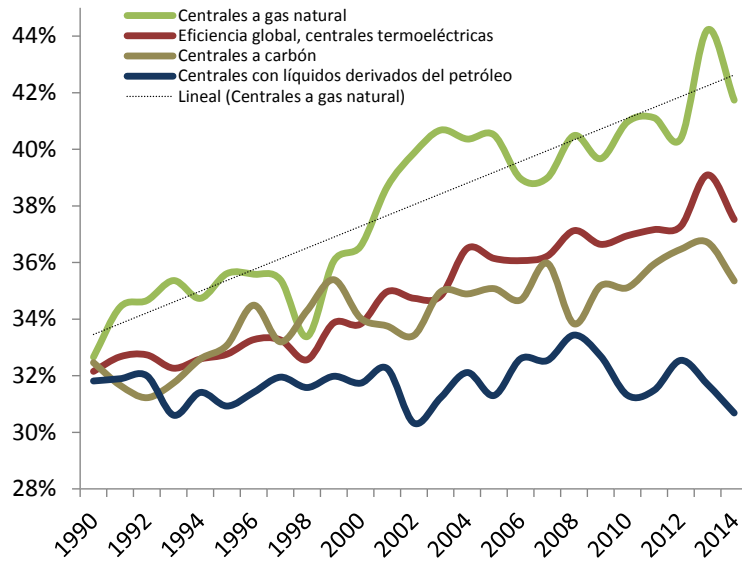
<sup>a</sup>  $W_f$ : Insumos totales en termoeléctricas  
 $W_{f1}$ : Insumos en termoeléctricas: carbón  
 $W_{f2}$ : Insumos en termoeléctricas: derivados de petróleo  
 $W_{f3}$ : Insumos en termoeléctricas: gas natural  
 Fuente: Elaboración propia con datos de la IEA, (2016)

En la Figura 9 se presentan las series históricas consolidadas de la región en cuanto a los insumos requeridos para la producción de energía termoeléctrica total ( $W_{ft}$ ) y por tipo de combustible:  $W_{f1t}$ , carbón;  $W_{f2t}$ , líquidos derivados del petróleo y  $W_{f3t}$ , gas natural. Nótese que a partir

de 2002 las series de insumos líquidos y gaseosos se cruzan, manteniendo estos últimos una tasa de crecimiento interanual del orden del 7.2 %.

En la Figura 10 se presentan las series históricas consolidadas de la región en cuanto a la eficiencia global de las termoeléctricas y por tipo de combustible: carbón, líquidos derivados del petróleo y gas natural. Nótese como la producción a gas natural ha venido mejorando su desempeño, desde un 32 % de eficiencia en 1990 a 42 % en 2014.

Figura 10: Eficiencia térmica la generación termoeléctrica en la región<sup>a</sup>



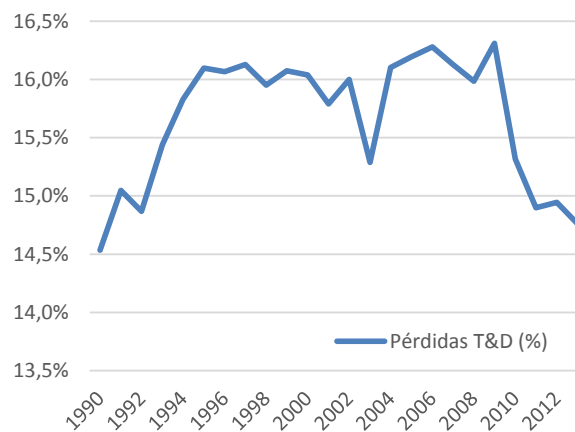
<sup>a</sup>  $\eta_f$ : Eficiencia en termoeléctricas  
 $\eta_{f1}$ : Eficiencia en termoeléctricas: carbón  
 $\eta_{f2}$ : Eficiencia en termoeléctricas: derivados de petróleo  
 $\eta_{f3}$ : Eficiencia en termoeléctricas: gas natural  
 Fuente: Elaboración propia con datos de la IEA, (2016)

### 3.5 EFICIENCIA EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Las pérdidas totales de energía en las redes de transmisión y distribución de la región se han mantenido estables durante los últimos 25 años entre el 14-15 % de la producción total de energía eléctrica, cuya serie de tiempo  $\Delta L_t / E_t$  se muestra en la Figura 11. Este valor es elevado si se compara con la media mundial que se ubica alrededor del 8 % y los valores registrados en los países de la OCDE, 5 %. Debe indicarse que el aumento en magnitud de las pérdidas de energía eléctrica es muy relevante, al pasar de 90TWh en 1990 a 230TWh en 2013, equivalente al 80 % de la energía eléctrica total

producida en México, segundo país productor de electricidad de la región. Algunos países han visto disminuir drásticamente sus niveles de pérdidas debido a las reformas institucionales realizadas que han introducido una mejor regulación y la entrada de capitales privados que han permitido modernizar las redes eléctricas. Sin embargo, otros países con altos niveles de producción y consumo, como por ejemplo Brasil, México y Venezuela, han visto aumentar considerablemente sus pérdidas. De los primeros 4 productores, solo Argentina ha disminuido sus pérdidas de forma significativa, sin embargo sus niveles se mantienen por encima de la media regional.

Figura 11: Pérdidas de energía eléctrica como fracción de la producción total en redes de transmisión y distribución de la región<sup>a</sup>



<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia a partir de la base de datos de indicadores de desarrollo del BM, (2016)

Es importante destacar que las estadísticas utilizadas en cuanto a los niveles de pérdidas regionales no discriminan si el origen de dichas pérdidas es técnico (pérdidas por calentamiento en las redes) o de tipo comercial (hurto de electricidad o problemas con la infraestructura de medición y facturación). No obstante, en aquellos países que han visto mejorar sensiblemente sus niveles de pérdidas, la introducción de tecnología ha sido fundamental para el logro de los objetivos de reducción.

Si bien el paradigma de las redes inteligentes (Smart Grid) es de reciente data [Carvallo y Cooper \(2015\)](#), la utilización de dispositivos automáticos que permiten mejorar el desempeño técnico y comercial de las redes ha sido ampliamente utilizado en el ámbito mundial, principalmente en los países desarrollados. Soluciones tecnológicas como SCADA/EMS/DMS y la incorporación del contador de energía eléctrica digital han permitido













tener una mejor observabilidad y control de los indicadores de desempeño de las redes. De acuerdo con [Horta Nogueira et al. \(2015\)](#) y [De Nigris y Coviello \(2012\)](#) la implantación de estándares de redes inteligentes en países como Brasil y México son relativamente recientes y se requerirá algún tiempo para validar estadísticamente alguna mejora en el desempeño de las redes debido a la implantación de dichos estándares. Sin embargo, las importantes reducciones de las pérdidas eléctricas ocurridas en países como Bolivia, Chile, Colombia, Perú, Panamá y República Dominicana, ocurrieron en su mayoría antes de iniciar los estudios introductorios de las redes inteligentes. Por lo tanto, si bien dichos resultados positivos no están vinculados a nuevos estándares de optimización de redes, el proceso de expansión de la infraestructura aplicados previamente tuvieron rol significativo que explica la mejora en el desempeño

### 3.6 EMISIONES DE CO<sub>2</sub> DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas a las centrales termoeléctricas pasaron de 161MtCO<sub>2</sub> en 1990 a 446MtCO<sub>2</sub> en 2014, lo que corresponde a un crecimiento de 177% en 24 años, el cual se ubicó muy por encima por encima de la media mundial (79%) para el mismo período.

En el Cuadro 4 se muestra la lista de los 10 países con mayor crecimiento en % y magnitud emisión de CO<sub>2</sub> en el sector eléctrico. Nótese que varios países como Brasil y Ecuador poseen tasas de crecimiento muy superiores a la media regional.

Cuadro 4: Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico por país (Top Ten)<sup>a</sup>

	CO <sub>2</sub> emitido por el Sector Eléctrico (MtCO <sub>2</sub> )					
	1990	2014		C 90-14	TCAC	
1 Brasil	12,3	94,7		21%	668%	8,87%
2 México	61,1	137,8		31%	125%	3,44%
3 Argentina	24,7	55,6		12%	125%	3,44%
4 Venezuela	26,2	31,1		7%	19%	0,71%
5 Chile	9,5	29,6		7%	210%	4,83%
6 Colombia	8,8	13,0		3%	47%	1,62%
7 Peru	2,9	11,6		3%	305%	6,00%
8 Ecuador	1,2	8,6		2%	647%	8,74%
9 Cuba	9,3	14,9		3%	61%	2,00%
10 Rep. Dominicana	2,4	10,2		2%	333%	6,30%
Otros ALyC	2,8	39,7		9%	1332%	11,73%
Total ALyC	161,2	446,8		100%	177%	4,34%

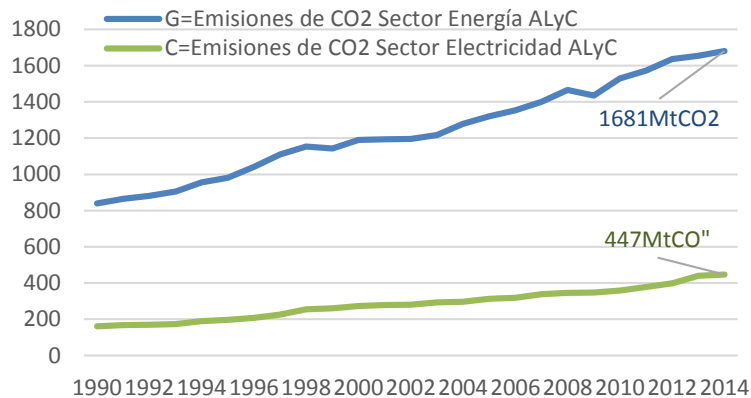
<sup>a</sup> C<sub>90-14</sub>: Crecimiento total entre 1990-2014.

TCAC<sub>90-14</sub>: Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014.

Fuente: Elaboración propia a partir del reporte CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2016 de la IEA

En la Figura 12 se presentan las series históricas consolidadas de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético ( $G_t$ ) y del sector eléctrico ( $C_t$ ). Es importante destacar que las emisiones de origen termoeléctrico crecen más rápido que las emisiones totales. Para colocar en contexto la importancia en magnitud de las emisiones del sector eléctrico regional respecto a las emisiones del sector eléctrico mundial, estas no representan más del 3.2 % de los 13.7GtCO<sub>2</sub> cuantificados en 2014.

Figura 12: Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico regional<sup>a</sup>



<sup>a</sup> C: Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico  
G: Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético

Fuente: Elaboración propia a partir del reporte *CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2016* de la IEA

Que la participación del sector eléctrico sólo sea el 26 % de las emisiones totales contrasta los resultados mundiales, que se ubican en 42 %. Esto podría hacer pensar que quizá el sector eléctrico latinoamericano no merezca tanta atención por cuanto posee una matriz energética eléctrica predominantemente baja en carbono y por lo tanto los esfuerzos deberían orientarse en disminuir las emisiones en otros sectores energéticos como el transporte y la industria. No obstante, los desafíos en cuanto a la disminución de la intensidad de carbono en el transporte y la industria pasan por trasladar sus necesidades de energía a la matriz de energía eléctrica, lo que implicará una importante expansión de la generación de electricidad que si se realiza con base en combustibles fósiles muy posiblemente la baja participación del sector eléctrico en las emisiones podría aumentar significativamente. En tal sentido, la expansión de la generación termoeléctrica en la región producirá nuevas emisiones, tanto en proporción como en magnitud, que deberán ser analizadas en el contexto de los objetivos climáticos recientemente establecidos.



## ANÁLISIS

---

### 4.1 ESTUDIO POR DESCOMPOSICIÓN

El análisis de descomposición se ha aplicado con el objeto de determinar los factores determinantes en el crecimiento de las emisiones. Se han analizado dos variantes. La primera considerando expresamente el efecto del factor de capacidad de las centrales termoeléctricas y el segundo incluyendo el efecto de la participación de los distintos combustibles en el despacho eléctrico y de las eficiencias térmicas resultantes.

#### 4.1.1 *Estudio por descomposición Tipo I*

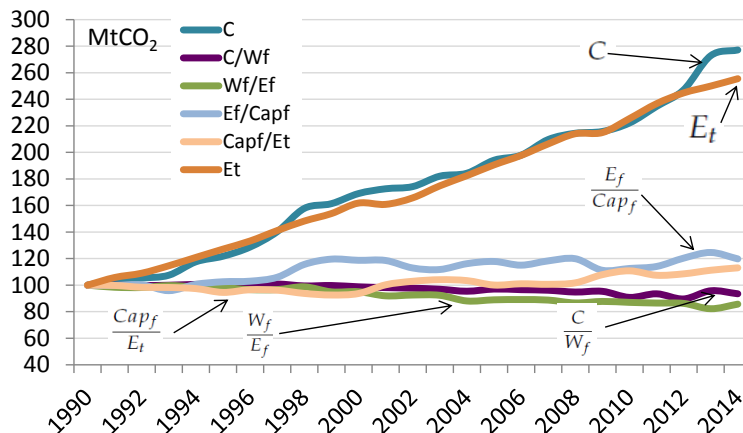
En la Figura 13, se muestra el comportamiento indexado para el año 1990 de los cinco factores descriptivos establecidos para el primer análisis de descomposición (ver ecuación 1). Para el marco temporal 1990-2014 las emisiones de CO<sub>2</sub> y la producción de electricidad se incrementaron 177 % y 156 %, respectivamente. En conjunto, el sistema termoeléctrico mejoró su eficiencia energética alrededor de 16 %. El grado de utilización de las centrales fósiles creció hasta en 20 %. La intensidad de carbono en el mix de generación cayó en un 6 %. La relación entre la capacidad termoeléctrica instalada y la energía eléctrica total aumentó un 13 %.

De acuerdo con los resultados de la agregación en el periodo 1990-2014 y mostrados en la Figura 14, el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> es explicado por tres factores principales:

1. El factor descriptivo más significativo es el incremento en la producción de electricidad para atender la creciente demanda de electricidad (263MtCO<sub>2</sub>).
2. El aumento de los factores de utilización de las centrales termoeléctricas (50MtCO<sub>2</sub>).
3. La participación de la capacidad termoeléctrica en la producción total de electricidad también explican el crecimiento del CO<sub>2</sub> pero en menor medida (34MtCO<sub>2</sub>).

Los factores descriptivos que poseen un efecto de mitigación en el crecimiento de las emisiones son:

Figura 13: Factores descriptivos indexados a las emisiones de CO<sub>2</sub> (1990=100)  
Análisis de Descomposición I<sup>a</sup>



<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia con base en datos de la IEA

1. El aumento de la eficiencia energética en las termoeléctricas producto de la disminución de las pérdidas en el proceso de conversión (-43MtCO<sub>2</sub>).
2. La disminución de la intensidad del carbono en el mix de generación que contribuyó a que las emisiones no escalasen hasta los 340MtCO<sub>2</sub> al presentar un aporte negativo de -19MtCO<sub>2</sub>.

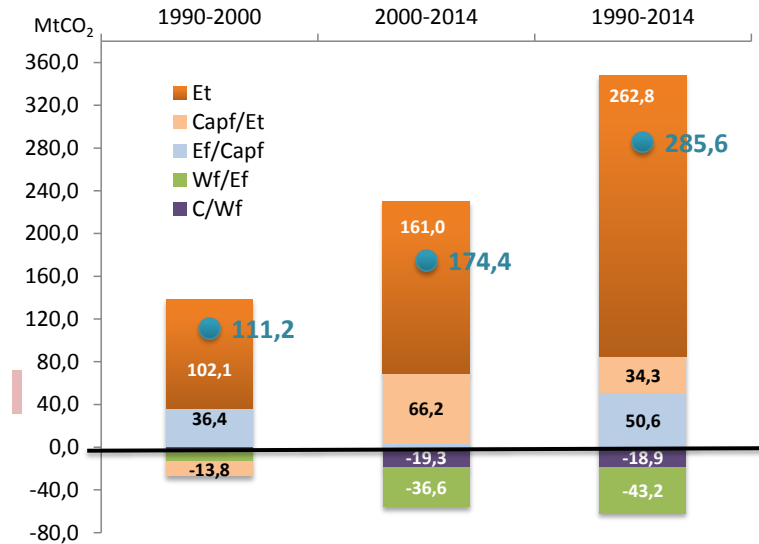
El principal driver para el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> entre 1990-2014 ha sido el crecimiento de la demanda eléctrica. Un factor secundario que explica el crecimiento de las emisiones es el aumento progresivo del factor de capacidad de las centrales termoeléctricas, es decir la intensidad en que se han utilizado dichas centrales. Este crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> no ha sido mucho mayor al efectivamente verificado debido a dos factores mitigantes como el aumento de la eficiencia energética en el proceso de conversión en las centrales termoeléctricas y la disminución de la intensidad del carbono del mix de generación.

Como puede verse, en este ejercicio se ha introducido un factor descriptivo diferente al establecido por la IEA (2016), referente al grado de la utilización de la centrales termoeléctricas.

Los resultados obtenidos confirman los análisis reportados por la IEA en cuanto a la responsabilidad de la creciente demanda de la electricidad y la participación de las centrales termoeléctricas en el crecimiento de las emisiones. También los resultados dan cuenta del efecto mitigante producido por las mejoras en cuanto a eficiencia energética e intensidad de carbono.



Figura 14: Agregación de los Factores descriptivos de las emisiones de CO<sub>2</sub> Análisis de Descomposición I<sup>a</sup>



<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia con base en datos de la IEA

El **aumento de los factores de capacidad de las termoeléctricas** también explican el crecimiento de las emisiones. Las restricciones recurrentes en el despacho de las centrales hidroeléctricas debido a fenómenos como el Niño han obligado a aumentar la participación y el grado de utilización de las termoeléctricas con el consiguiente efecto incremental en las emisiones.

Los análisis de descomposición se pueden seccionar en varios subperiodos con el objeto de delimitar temporalmente los factores descriptivos. En este sentido, el estudio se ha dividido en dos partes (1990-2000 y 2000-2014). Los resultados también se muestran en la Figura 13.

Puede notarse, que la mejora de la eficiencia en las centrales térmicas realmente ocurrió a partir de 2000. En el período 1990-2000 la participación de las termoeléctricas en el despacho fue decreciente (aumentado el uso de hidroelectricidad) lo que tuvo un efecto de mitigación en las emisiones producidas durante ese lapso. No obstante en el lapso siguiente, a partir de 2000, se observa claramente como la incorporación de las centrales termoeléctricas en el despacho contribuyeron al crecimiento de las emisiones. Los resultados también indican que los aumentos de la eficiencia y la disminución de la intensidad de carbono ocurrieron entre 2000-2014 y no en el lapso anterior 1990-2014. Finalmente, el progresivo incremento de los factores de utilización explica el crecimiento de las emisiones en ambos periodos.

El estudio de descomposición tipo I, también se ha aplicado a Brasil y México. En ambos países, el crecimiento de la demanda de electricidad explica el impulso de sus emisiones. La introducción de eficiencia en el proceso de conversión termoeléctrica y la disminución de la intensidad de carbono en el mix de generación constituyen factores mitigantes. No obstante, el aumento del factor de capacidad en las centrales termoeléctricas brasileñas ha sido un factor acelerador de las emisiones con respecto a la media regional. El caso contrario se observa en México, donde los factores de capacidad de las termoeléctricas han ido disminuyendo progresivamente en la última década, contribuyendo menos con el crecimiento de las emisiones. Brasil es el principal recipiente de inversiones privadas asociadas a la infraestructura de generación eléctrica regional, y su progresión se encuentra perfectamente correlacionada con el crecimiento observado en la capacidad instalada de generación. En el caso de México, la inversión privada no se encuentra correlacionada con el crecimiento de la capacidad instalada de generación.

#### 4.1.2 *Estudio por descomposición Tipo II*

En la Figura 15, se muestra el comportamiento indexado para el año 1990 de los factores descriptivos establecidos para el segundo análisis de descomposición (ver ecuación 2). Se presentan las intensidades de carbono, las eficiencias energéticas de las centrales térmicas y la participación de la generación térmica en el mix de generación. Todas estas variables especificadas por por tipo de combustible.

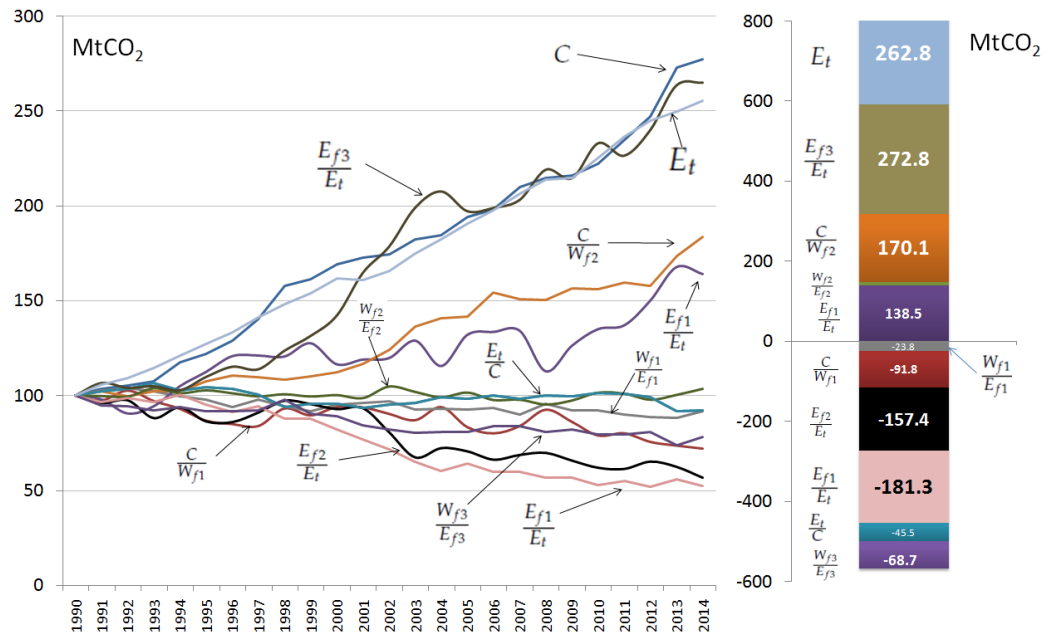
Se observa claramente que la producción de electricidad con base en el gas natural está asociada a mayor eficiencia, menor intensidad de carbono y con una mayor participación en el despacho. El carbón contribuye al incremento de las emisiones pero en un rol secundario. Las centrales que utilizan combustibles líquidos no muestran mejoras sustantivos en cuanto a eficiencia con un aumento significativo de su intensidad de carbono.

De acuerdo con los resultados de la agregación en el periodo 1990-2014 y mostrados en la Figura 15, el crecimiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> es explicado por cinco factores principales

Factores descriptivos positivos (Incremento de las emisiones):

1. Aumento en la participación de las centrales a gas natural en el despacho eléctrico (+272.9MtCO<sub>2</sub>),
2. Crecimiento de la demanda eléctrica (262.8MtCO<sub>2</sub>).
3. Aumento en la intensidad de carbono en las centrales que utilizan combustibles líquidos (+170.1MtCO<sub>2</sub>)

Figura 15: Factores descriptivos indexados a las emisiones de CO<sub>2</sub> (1990=100) y factores descriptivos agregados - Análisis de Descomposición II<sup>a</sup>



<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia con base en datos de la IEA

4. Aumento en la participación de las centrales a carbón en el despacho eléctrico (+138.6MtCO<sub>2</sub>),
5. Pérdida progresiva de eficiencia en las centrales termoeléctricas que utilizan derivados de petróleo como combustible (+10.11MtCO<sub>2</sub>)

Factores descriptivos negativos (Mitigación de las emisiones):

1. Disminución de la intensidad de carbono en las centrales térmicas que utilizan gas natural como combustible (-181.4MtCO<sub>2</sub>)
2. Disminución en la participación de las centrales térmicas que utilizan líquidos derivados de petróleo como combustible en el despacho eléctrico. Desplazamiento de los líquidos del despacho. (-157.5MtCO<sub>2</sub>).
3. Disminución de la intensidad de carbono en las centrales térmicas que utilizan carbón como combustible (-91.6MtCO<sub>2</sub>)
4. Aumento en la eficiencia en centrales térmicas que usan gas natural como combustible (-68.7MtCO<sub>2</sub>),

5. Caída del CO<sub>2</sub> por cada kWh térmico producido (-45.1MtCO<sub>2</sub>),
6. Aumento en la eficiencia en centrales térmicas que usan carbón como combustible (-23.9MtCO<sub>2</sub>),

La matriz de insumos ha tenido una proporción de energías primarias renovables estable importante alrededor del 38 % del total. La producción de la electricidad tiene una alta proporción de origen renovable que ha permanecido en el orden de 55-57 %. Las pérdidas de transformación han venido cayendo desde principios de los años 70 hasta la década del 2000 en que se mantuvo estable en 32 % con un repunte a partir de 2010.

El aumento reciente de las pérdidas transformación se debe a que, a pesar del mejoramiento de la eficiencia térmica introducida por la incorporación del ciclo combinado a gas natural, la progresiva utilización de líquidos ha producido una disminución significativa de la eficiencia global en las termoeléctricas. Las mejoras en la eficiencia en las centrales a carbón tienen un impacto bajo debido a su baja participación en la matriz.

#### 4.2 ESTUDIO PROSPECTIVO

Los resultados del análisis prospectivo 2015-2040 bajo el escenario SGS se muestran en la Figura 16. Dichos resultados se comparan con las proyecciones *NPS* y *450S* de la IEA.

Puede observarse que la proyección SGS mejora todos los indicadores ambientales (establecidos en la ecuación 12) de los escenarios *NPS* y *450S* para 2040 al **reducir las emisiones per cápita a apenas 143kgCO<sub>2</sub>/hab.** Desde el punto de vista de la producción de electricidad, el escenario propuesto representa una solución intermedia, ni es tan restrictiva como el escenario *450S*, penalizando el desarrollo económico regional, ni es tan amplia como la que quisieran los gobiernos de la región.

De acuerdo a las políticas de inversión nacionales anunciadas por el conjunto de los países de la región, los valores esperados según el escenario *NPS* en 2040 evidencian que la intensidad en carbono estaría en el orden de 175 gCO<sub>2</sub> por kWh (-37 % respecto a 2014). Sin embargo, la producción de electricidad y las emisiones per cápita aumentarían a 4221 kWh/hab (+65 %) y 740 kgCO<sub>2</sub>/hab (+3 %), respectivamente. Esto significa que las emisiones totales de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico regional siguen creciendo. Las emisiones totales han pasado de 447MtCO<sub>2</sub> en 2014 a 580MtCO<sub>2</sub> en 2040 lo que pone en evidencia que las acciones de inversión en el sector eléctrico<sup>1</sup> están muy lejos de alcanzar las emisiones observadas en 1990 (161MtCO<sub>2</sub>).

<sup>1</sup> Acciones anunciadas en los INDC's de todos los países de la región y utilizadas como premisas del escenario *NPS*

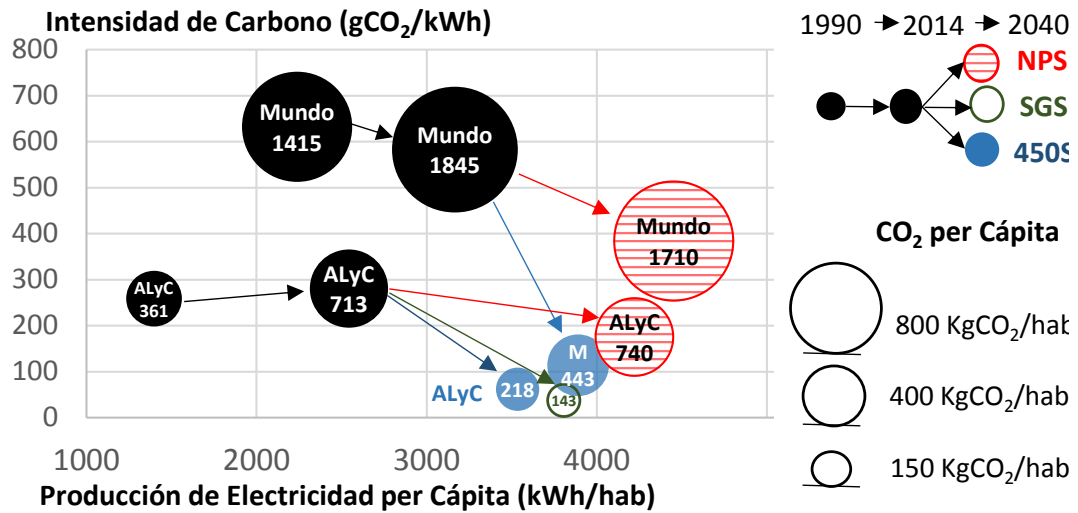


Figura 16: Evolución de los indicadores energéticos y ambientales del Mundo y de América Latina y el Caribe 1990-2014 y las proyecciones para 2040: NPS, 450 y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Ψ: Intensidad del carbono del sector eléctrico  
 ⊕: Producción de energía eléctrica per capita  
 Γ: Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico per capita.  
 Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).

Por otra parte, el escenario 450S correspondería a acciones radicales para cumplir los objetivos de la convención climática. Los valores esperados según esta proyección para 2040 muestran que la intensidad en carbono estaría en el orden de 62 gCO<sub>2</sub> por kWh y 214 kgCO<sub>2</sub>/hab, -78 % y -70 % respecto a 2014, respectivamente. La producción de electricidad aumenta a 3535 kWh/hab (+38 %), valor inferior al obtenido bajo el escenario de políticas nacionales. Las emisiones totales pasarían de 447MtCO<sub>2</sub> en 2014 a 170MtCO<sub>2</sub> en 2040, lo que permitiría volver a los niveles de emisiones observados en 1990.

Los resultados del escenario SGS demuestran que América Latina tiene recursos y condiciones físicas para lograr un sector eléctrico de muy bajo carbono e ir mas allá de los objetivos trazados en el escenario 450S para lograr un mundo con concentraciones de CO<sub>2</sub> por debajo de las 450ppm. Si efectivamente se incorporan 500TWh/año de tecnologías limpias con un importante soporte en la modernización de las redes, la intensidad de carbono del sector eléctrico y las emisiones por habitante podrían llegar a 38 gCO<sub>2</sub> por kWh y 143 kgCO<sub>2</sub>/hab, -86 % y -800 % respecto a 2014, respectivamente. La producción de electricidad per cápita se situaría en 3806 kWh/hab, producción superior a la esperada para 2040 por el escenario 450S. Esto implica que si se toma el camino de las energías

limpias de forma masiva, las restricciones en la seguridad energética y en el acceso a la electricidad con el objeto de cumplir los parámetros ambientales son menos rigurosas.

En la Figura 17 se muestran los resultados de la estimación de demanda en LEAP, de acuerdo a las premisas establecidas.

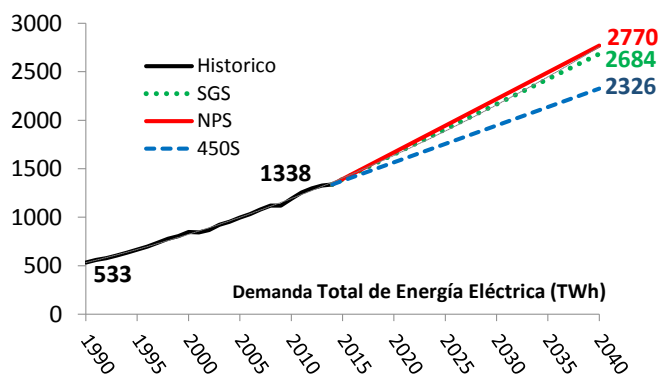


Figura 17: Estimación de Demanda Energía Eléctrica: NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2040 para *D*. Fuente: Resultados escenario SGS (LEAP), elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).

Se presentan las tendencias en demanda eléctrica para el escenario propuesto SGS en comparación con los escenarios reportados por la tanto en el escenario NPS como 450S. La energía total demandada en 2040 bajo el escenario SGS está en el orden de  $D_{2040}=2684$  TWh/año. Los niveles de pérdidas de energía en las redes de distribución y transmisión se muestran en la Figura 19.

Las pérdidas hacia 2040 han caído al 10% en el escenario propuesto, en contraposición del modelo NPS y 450S que no consideran reducciones significativas en las pérdidas de red.

En la Figura 18 se muestra la producción de energía eléctrica para cada tecnología. Se presentan las tendencias en producción de electricidad para el escenario SGS en comparación con los escenarios reportados por la IEA para cada tipo de tecnología de generación. La energía total a producir en 2040 está en el orden de  $E_{2040}^{SGS}=2900$  TWh/año, lo que implicaría producir 1400TWh adicionales. Obsérvese que la tendencia de crecimiento histórico de la producción se mantiene bajo el escenario propuesto. La producción hidroeléctrica ( $E_{h2040}^{SGS}$ ) alcanzaría en 2040 los 1600 TWh/año, aproximadamente 300TWh/año adicionales que la estimación del escenario 450:  $E_{h2040}^{450}=1300$  TWh/año. Los 1600 TWh/año representan el 50% de potencial hidroeléctrico estimado.

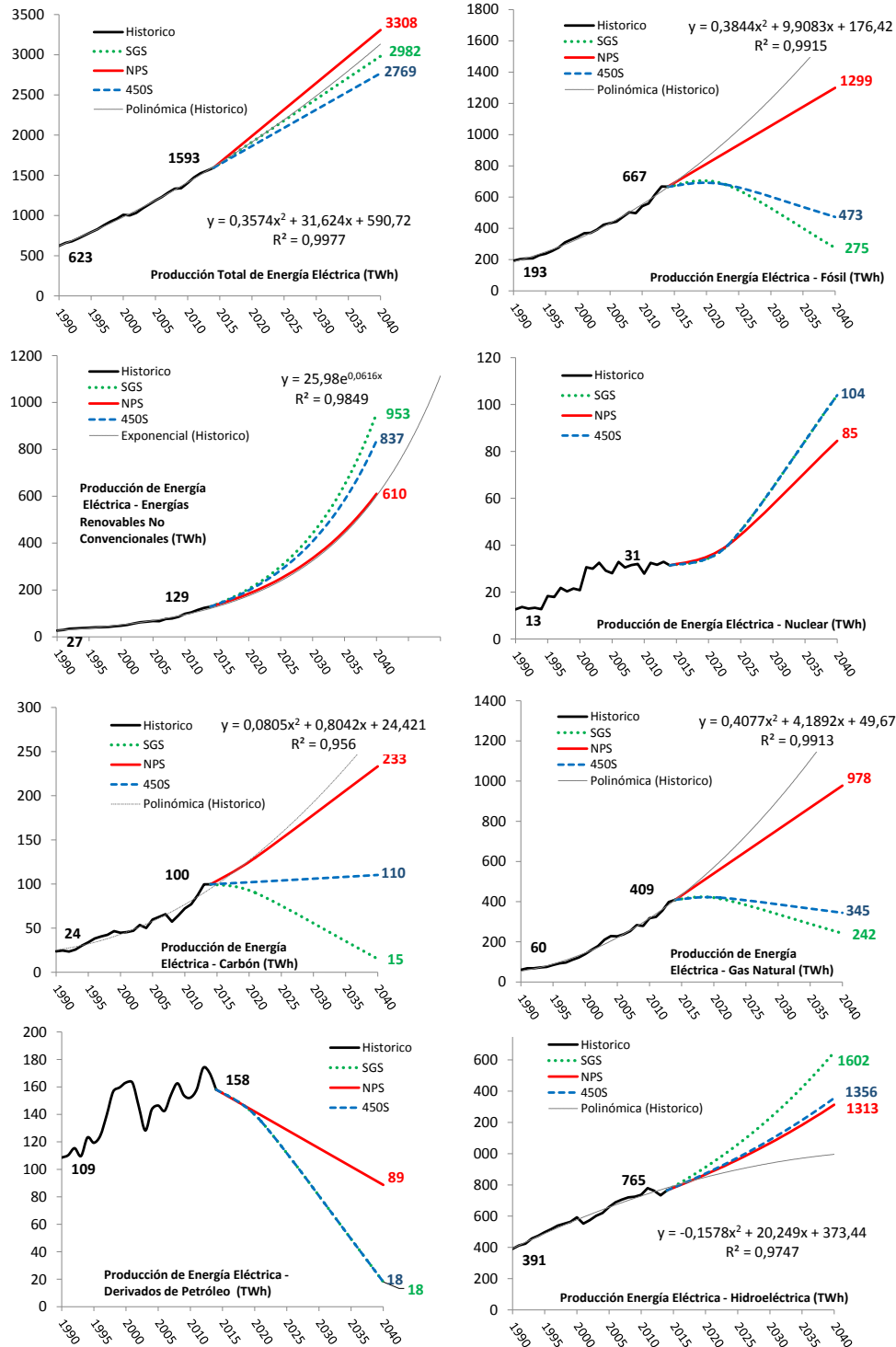


Figura 18: Evolución Producción Energía Eléctrica: NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2040 para  $E$ ,  $E_f$ ,  $E_{f1}$ ,  $E_{f2}$ ,  $E_{f3}$ ,  $E_{nr}$ ,  $E_n$  y  $E_r$ . Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).

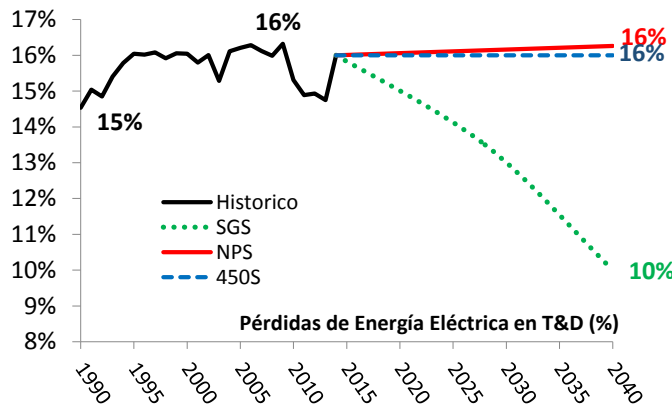


Figura 19: Evolución de las pérdidas de energía en redes eléctricas: NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2040 para L. Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).

La producción con base en energías renovables no convencionales ( $E_{r2040}^{SGS}$ ) alcanzaría en 2040 los 952 TWh/año, aproximadamente 115TWh/año adicionales que la estimación del escenario 450S:  $E_{h2040}^{450}=837$  TWh/año. La producción con carbón y líquidos puede considerarse irrelevante. Las centrales a gas disminuyen también pero siguen teniendo una participación importante en el despacho por cuanto este tipo de centrales se utilizarán para mantener la seguridad del sistema debido a la intermitencia de las energías renovables.

En la Figura 20 se muestran los resultados para las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes. En el escenario SGS, las emisiones asociadas al carbón y a los líquidos derivados de petróleo irán perdiendo relevancia. Solo se mantendrán las emisiones de las centrales a gas, ya que estas son necesarias para la regulación del sistema eléctrico. En la Figura 27 del Anexo D se incluye el comportamiento de los insumos requeridos por las termoeléctricas. Los resultados confirman la caída progresiva en la utilización de carbón y líquidos en la producción de electricidad.

La capacidad instalada de generación requerida en todas las tecnologías para garantizar la producción de energía eléctrica se muestra en la Figura 26 del Anexo D. Las inversiones requeridas por tecnología en el escenario SGS para garantizar la instalación de las centrales se listan en el Cuadro 5. Los requerimientos financieros se comparan con los requerimientos de los escenarios NPS y 450S de acuerdo con IEA (2014).



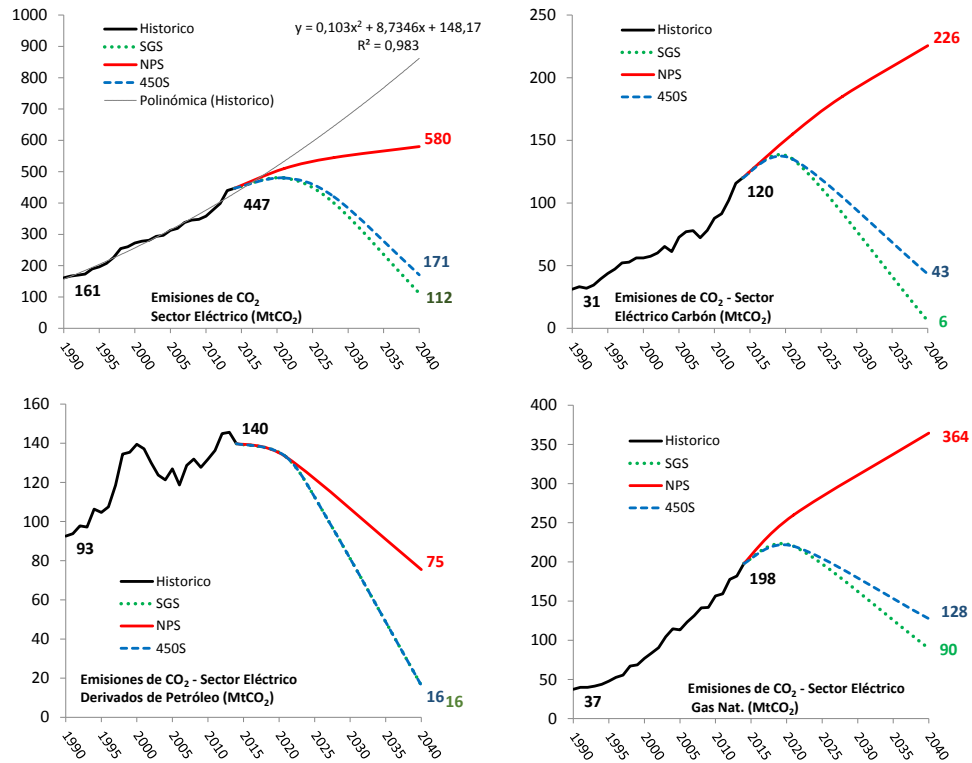


Figura 20: Evolución de las Emisiones de CO<sub>2</sub>: NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2040 para C, C<sub>f1</sub>, C<sub>f2</sub> y C<sub>f3</sub>. Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).

Cuadro 5: Inversión acumulada 1900-2035, escenarios : NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

Inversiones (miles de millones, 2012 US\$)	NPS	450S	SGS
<b>Sector Eléctrico</b>	<b>921, 116</b>	<b>908, 560</b>	<b>973, 674</b>
Combustibles fósiles	69, 135	38, 467	31, 437
<i>Carbón</i>	11, 029	6, 622	3, 328
<i>Gas Natural</i>	53, 831	28, 812	25, 076
<i>Derivados de Petróleo</i>	4, 275	3, 033	3, 033
Nuclear	20, 028	26, 328	26, 328
Renovables	396, 160	471, 809	505, 580
<i>Hidroeléctrica</i>	257, 714	275, 734	298, 832
<i>Energías renovables no convencionales</i>	138, 446	196, 075	206, 748
Transmisión y Distribución	435, 793	371, 956	410, 328

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2035. Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2014)

Se observa que bajo el escenario *SGS*, el logro de objetivos de mitigación requiere un esfuerzo de inversión mayor al establecido en el escenario *450S*. Debe tenerse en cuenta, que bajo el escenario propuesto, las emisiones de  $\text{CO}_2$  son 40 % menores produciendo un 7.6 % más de electricidad con respecto al escenario *450S*. Evidentemente, estos resultados positivos tienen un costo. El portafolio de inversión del escenario *SGS* requiere una inversión 7 % superior a la establecida en el escenario *450S* y 5,6 % superior al escenario *NPS*, que como hemos visto no logra controlar el problema climático.

Es importante referir la importancia de los efectos de mitigación en el contexto internacional. Si se aplican políticas de mitigación globales con base en los lineamientos del escenario *450S*, la intensidad del carbono del sector eléctrico mundial estaría en 2040 en el orden de  $114\text{gCO}_2/\text{kWh}$ , prácticamente cuádruple de la intensidad lograda bajo el escenario *SGS* en el mismo año ( $38\text{gCO}_2/\text{kWh}$ ).

En magnitud, el sector eléctrico latinoamericano podría contribuir en un 4,1 % del esfuerzo de mitigación de emisiones requerido a escala global en 2040 (unos  $470\text{MtCO}_2$  de  $114102$ ). En contraparte, el escenario *450*, dicha contribución sólo se limitaría a 3,6 % del esfuerzo mundial requerido para cumplir los objetivos climáticos. En lo que se refiere a la contribución del sector eléctrico regional en el esfuerzo de mitigación en el sector energético mundial hacia 2040 ( $17\text{GtCO}_2$ ), los escenarios *SGS* y *450S* contribuirían con un 2.8 % y un 2.4 %, respectivamente.

Los resultados obtenidos sugieren que sí es posible plantear una estrategia de mitigación de  $\text{CO}_2$  más ambiciosa y que permita al mismo tiempo una expansión del sector eléctrico menos restrictiva que lo reportado en el escenario *450S*. En este caso, el sector eléctrico regional podría evolucionar dándole menor peso la termoelectricidad, hasta ahora el principal factor determinante como quedó evidenciado en el análisis empírico llevado a cabo en la sección 4.1.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

---

En los últimos 24 años, la matriz energética eléctrica de América Latina, aún siendo una de las más limpias del mundo, ha venido incrementando su intensidad en carbono. Los análisis realizados sobre las series históricas de producción, capacidad, inversión y eficiencia energética permiten concluir que este crecimiento está explicado por la progresiva instalación y utilización de las centrales termoeléctricas a gas natural y una reducción del aporte hidroeléctrico.

El rol de las tecnologías limpias no convencionales y la modernización de las redes en la mitigación de las emisiones de dióxido de carbono ha sido poco relevante. A pesar de verificarse importantes flujos de inversión del sector privado en la modernización del sistema eléctrico regional, las pérdidas de transformación en las termoeléctricas y en las redes se han mantenido estacionarias. Una excepción lo constituye la mejora en eficiencia de las centrales a gas en ciclo combinado, lo que ha permitido mantener las emisiones en un nivel inferior a la evolución tendencial.

En cuanto al futuro, se han analizado los dos escenarios de proyección de la IEA (NPS y 450S) para América Latina (2015-2040) y se ha planteado un escenario alternativo sustentado en la implantación masiva del paradigma de las redes inteligentes no sólo mejorar la gestión energética del sector sino incorporar importantes bloques de energía renovable en la matriz eléctrica, tomando en cuenta las grandes potencialidades de la región.

En el escenario propuesto, el sector eléctrico latinoamericano podría contribuir con un 4,1 % del esfuerzo de mitigación de emisiones requerido a escala global para 2040, lo que contrasta con lo previsto por el escenario 450S la región, cuya contribución sólo se limitaría a 3,6 %.

Es muy relevante indicar que en el escenario propuesto la producción de electricidad sería menos restrictiva que la prevista por el escenario 450S para la región. Adicionalmente habrá un mayor consumo por cuanto las pérdidas serán sensiblemente menores, lo que apalancaría el crecimiento económico regional.

Evidentemente, una mayor contribución de la región en el esfuerzo de mitigación colectiva conlleva un aumento en el costo de la infraestructura. Pero dada la importancia de los resultados, surgen importantes oportunidades de financiamiento, sean impulsados por el mercado o las políticas nacionales de inversión.

Finalmente queda la convicción que sí es posible establecer una estrategia de mitigación de CO<sub>2</sub> efectiva y que al mismo tiempo permita

una expansión del sector eléctrico regional que contribuya al desarrollo económico.

Finalmente, en vista que estas conclusiones de este estudio se han extraído de un análisis de los indicadores regionales consolidados, sería recomendable realizar un estudio más detallado considerando que las políticas de inversión sean discriminadas por cada país, lo que permitiría capturar la variabilidad e tomar en cuenta las distintas opciones de integración eléctrica regional.

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO: 1990-2014

---

En esta sección se discute de forma muy sucinta la evolución del sistema energético de América Latina y el Caribe así como su relación con las emisiones de efecto invernadero tanto regionales como globales. Se hará énfasis fundamentalmente en las emisiones de dióxido de carbono. Este análisis se realiza con el objeto de colocar en contexto la magnitud de las emisiones producidas por el sector eléctrico con relación a las emisiones totales asociadas a la oferta total de energía primaria de la región.

**Oferta total de energía primaria**

De acuerdo con las estadísticas de la IEA, (2016b), en los últimos 25 años el mundo ha visto aumentar la Oferta Total de Energía Primaria (OTEP<sup>1</sup>) en más de 50 % con una tasa de crecimiento compuesta promedio del orden de 1.9 %/año. En América latina y el Caribe, la oferta total de energía primaria ha mostrado un aumento de 86 % entre 1990 y 2014 con una tasa promedio de 2.6 %/año lo que demuestra que la región crece más rápidamente que la media mundial, como puede observarse en la Figura 21.

En la evolución del sector energético ha habido dos ritmos bien diferenciados: en el período 1990-1998, la tasa de crecimiento fue del 2.9 %/año y en el período 1999-2014 de 2.5 %/año. Entre 2004 y 2009 oferta de energía de la región se mantuvo prácticamente estancada, con un crecimiento de 1.4 %/año. A partir de 2010, se inicia un proceso de recuperación con tasas medias de crecimiento del orden de 2.5 %/año.

La participación de los combustibles fósiles en la matriz energética mundial se ha mantenido prácticamente inalterada en estos últimos lustros en el orden de 80 %. Esto a pesar de verificarse un importante crecimiento de energías limpias (como nuclear, hidroelectricidad y otras energías renovables). Sin embargo, el sistema energético de la región ha venido perdiendo progresivamente su condición de matriz energética *limpia*, observándose un aumento significativo de la participación de los combustibles fósiles, principalmente productos derivados del petróleo.

El consumo de energía de la región ha crecido al mismo ritmo que la oferta (2.6 %/año), sin embargo las pérdidas de transformación y de transporte y distribución han venido aumentando ligeramente de 26 % en 1990 a 28 % en 2014.

---

1 OTEP = Producción + Importación - Exportación +/- Variación de inventarios

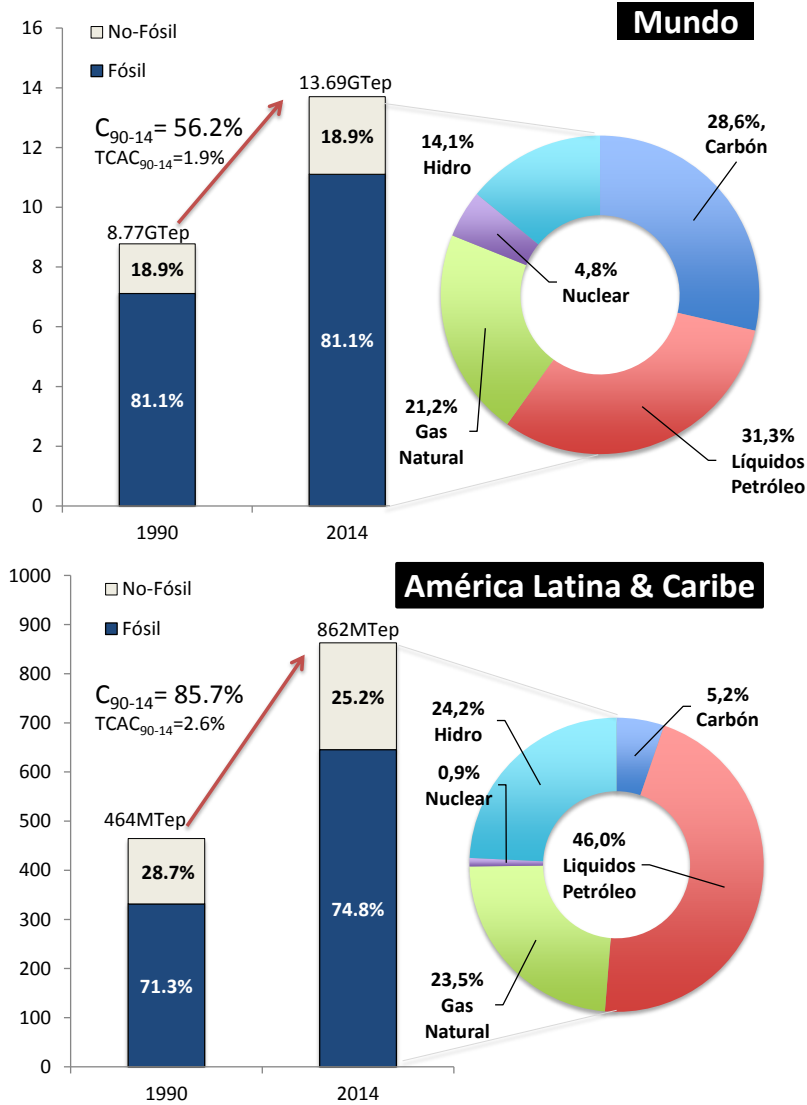


Figura 21: Oferta Total de Energía Primaria<sup>a</sup>

<sup>a</sup> C<sub>90-14</sub>: Crecimiento total entre 1990-2014.

TCAC<sub>90-14</sub>: Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014.

Elaboración propia con base en el *World Energy Outlook 2016, 2016b, IEA*

En la Figura 22 se observa como la participación de las energías renovables y el gas natural se ha mantenido prácticamente constante en la matriz energética mundial. Existe una evidente caída en la oferta de combustibles líquidos que ha sido compensada por el aumento de la producción de carbón para la generación de electricidad, incremento explicado por los altos precios de los hidrocarburos observados entre 2003 y 2014. En Améri-

ca Latina, se observa como la participación de las energías renovables y combustibles líquidos ha venido cayendo.

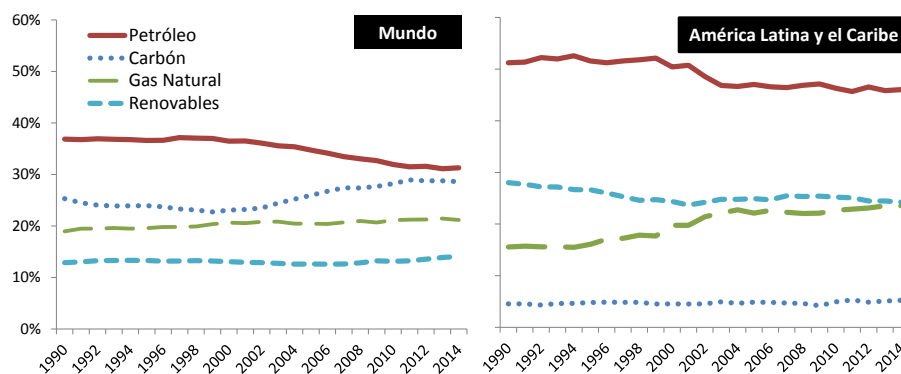


Figura 22: Participación de tecnologías en la oferta<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia con base en el *World Energy Outlook 2016*, IEA, (2016b)

La reducción del grado de participación de las energías renovables ha sido compensada por un sostenido crecimiento del gas natural. Sin embargo, el petróleo continúa teniendo un rol protagonista en la oferta de energía.

Cuatro países (Brasil, México, Argentina y Venezuela) han concentrado el 75 % (1990) y 53 % (2014) de la oferta total de energía primaria regional, como se desprende de la lista presentada en el Cuadro 6. En tal sentido, se ha observado como otros países de la región –como Brasil, Colombia, Chile, Perú, Ecuador y Guatemala– la OTEP ha venido creciendo con tasas muy superiores al promedio regional (2.6 %/año) y mundial (1.9 %/año).

En CAF, (2013) puede consultarse una caracterización más detallada de la oferta y sus componentes (producción, exportación/importación y consumo) de los sistemas energéticos de la región y de cada país. Los indicadores están disponibles hasta 2011 a partir de la información proporcionada por los balances energéticos nacionales del SIEE/OLADE. Los indicadores en general coinciden con los proporcionados por la IEA, (2016b).

#### Emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético

El crecimiento observado entre 1990 y 2014, tanto de la oferta total de energía como de la participación de energía de origen fósil en la matriz energética regional ha tenido como consecuencia un aumento significativo de las emisiones de efecto invernadero asociadas al sector energético y que se encuentran desacopladas del ritmo de crecimiento de las emisiones globales, como se observa en la Figura 23.

El quinto informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático de la Naciones Unidas (Stocker et al., 2013) establece que el impacto de la actividad humana en el sistema climático es determinante. Los investigadores han observado que las concentraciones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)

Cuadro 6: Oferta Total de Energía Primaria por país (Top Ten)<sup>a</sup>

	Oferta Total de Energía Primaria (MTep)					
	1990	2014		C 90-14	TCAC 90-14	1990-2014
1 Brasil	140,2	303,2		35%	116,3%	3,3%
2 México	123,7	188,0		22%	52,0%	1,8%
3 Argentina	46,1	86,6		10%	88,0%	2,7%
4 Venezuela	39,6	67,5		8%	70,5%	2,2%
5 Chile	14,0	36,1		4%	157,7%	4,0%
6 Colombia	24,2	34,0		4%	40,4%	1,4%
7 Peru	9,7	23,8		3%	144,3%	3,8%
8 Ecuador	6,3	14,2		2%	124,0%	3,4%
9 Guatemala	4,4	13,2		2%	199,7%	4,7%
10 Cuba	17,4	11,7		1%	-32,8%	-1,6%
Otros ALyC	38,9	84,5		10%	117,4%	5,0%
Total ALyC	464,5	862,8		100%	85,7%	2,6%

<sup>a</sup> C<sub>90-14</sub>: Crecimiento total entre 1990-2014.

TCAC<sub>90-14</sub>: Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014.

Fuente: Elaboración propia con base en el *World Energy Outlook 2016*, IEA, (2016b)

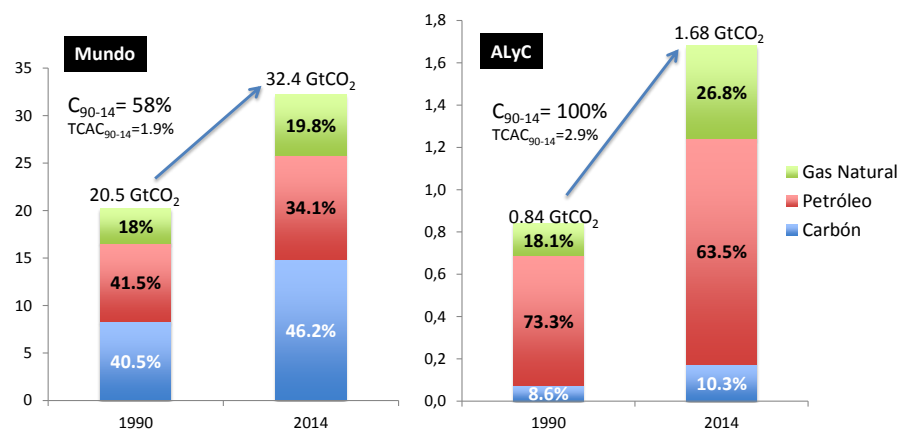


Figura 23: Evolución de las Emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la quema de combustibles fósiles<sup>a</sup>

<sup>a</sup> C<sub>90-14</sub>: Crecimiento total entre 1990-2014.

TCAC<sub>90-14</sub>: Tasa de Crecimiento Anual Promedio Compuesta entre 1990-2014.

Fuente: Elaboración propia con base en *CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2016*, IEA, (2016)

en la atmósfera han estado creciendo significativamente durante este siglo. En 2015 la concentración media de CO<sub>2</sub> (399ppm) fue un 40 % superior a la concentración estimada en la era preindustrial y en los últimos diez años el crecimiento promedio de la concentración de CO<sub>2</sub> ha estado en el orden de 2ppm por año. El sector energético es de lejos la fuente más importante de emisiones de efecto invernadero. Dentro del sector energético, el dióxido



de carbono es el resultado de la oxidación del carbono en los combustibles durante el proceso de combustión. Por lo tanto, las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético constituyen la mayor proporción de las emisiones globales de efecto invernadero producidas por la humanidad.

De acuerdo con la IEA, (2016), las emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> provenientes de la combustión de combustibles fósiles han crecido entre 1990-2014 a la misma tasa de crecimiento (1.9 %/año). Sin embargo, en el mismo período, las emisiones de CO<sub>2</sub> regionales han mostrado un ritmo de crecimiento superior (2.9 %/año) al observado en las emisiones globales. Es importante resaltar que la tasa de crecimiento de las emisiones del sector energético de la región también supera las tasas de crecimiento de la oferta total de energía. Esto revela que la expansión del sector energético se está haciendo con una intensidad de carbono creciente. En tal sentido, los resultados evidencian una menor participación de las tecnologías limpias -tradicionales y no convencionales- en la matriz energética regional.

Cuadro 7: CO<sub>2</sub> emitido por combustión por país (Top Ten)<sup>a</sup>

	CO <sub>2</sub> proveniente de combustibles fósiles (MtCO <sub>2</sub> )					
	1990	2014		C 90-14	TCAC 90-14	1990-2014
1 Brasil	184,3	476,0	28%	158,4%	4,0%	
2 México	256,9	430,9	26%	67,8%	2,2%	
3 Argentina	99,4	192,4	11%	93,6%	2,8%	
4 Venezuela	93,6	155,0	9%	65,7%	2,1%	
5 Chile	29,4	75,8	5%	157,6%	4,0%	
6 Colombia	45,8	72,5	4%	58,4%	1,9%	
7 Peru	19,1	47,8	3%	149,6%	3,9%	
8 Ecuador	13,3	38,7	2%	190,8%	4,5%	
9 Cuba	34,1	29,4	2%	-13,7%	-0,6%	
10 Rep. Dominicana	7,4	19,3	1%	160,2%	4,1%	
Otros AlyC	56,3	142,8	8%	153,8%	4,0%	
Total AlyC	839,5	1680,7	100%	100,2%	2,9%	

<sup>a</sup> Fuente: Elaboración propia con base en *CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2016*, IEA, (2016)

Un hecho a destacar es que las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de la quema de *combustibles líquidos* constituyen el 63,5 % de las emisiones totales observadas en 2014, lo que casi duplica la media mundial. Esto revela, que a pesar que la participación de los combustibles líquidos ha venido disminuyendo lentamente, estos aún continúan teniendo un importante efecto ambiental. Efecto producido tanto por la generación eléctrica de origen térmico así como por el transporte basado en motores de combustión interna.

En el caso de las emisiones, nuevamente cuatro países (Brasil, México, Argentina y Venezuela) han concentrado tanto en 1990 como en 2014 el 75 % de emisiones de CO<sub>2</sub> producidas en la región debido a la quema

de combustibles fósiles (Cuadro 7). Brasil ha sobrepasado a México como principal contribuyente, quién conjuntamente con Chile, Perú, República Dominicana y Ecuador han mostrado tasas de crecimiento superiores al promedio regional.

## METODOLOGÍA DE DESCOMPOSICIÓN

---

En general, la descomposición de la serie de tiempo  $A_0$  puede expresarse en función del producto de  $n$  series de tiempo de las variables de interés consideradas relevantes para el análisis:  $A_1, \dots, A_n$ :

$$A_0 = \frac{A_0}{A_1} \times \dots \times \frac{A_{i-1}}{A_i} \times \dots \times \frac{A_{n-1}}{A_n} \times A_n \quad (15)$$

$$A_0 = B_1 \times \dots \times B_i \times \dots \times B_{n+1} \quad (16)$$

Para  $n$  variables de interés existen  $n + 1$  factores descriptivos o *drivers*:

$$B_i = A_{i-1}/A_i \quad i = 1, \dots, n + 1 \quad A_{n+1} = 1 \quad (17)$$

Estos factores descriptivos deben tener sentido físico. Por ejemplo si  $A_{i-1}$  representa la serie de tiempo de la variable correspondiente a la energía primaria suministrada a una central térmica y  $A_i$  representa la serie de tiempo la energía eléctrica producida por dicha planta, el factor descriptivo  $B_i$ , correspondería a una serie de tiempo proporcional al Heat Rate (inverso de la eficiencia térmica) de dicha central de generación.

Dado un período de análisis  $\Delta T = t_f - t_0$ , la agregación de los cambios tanto en la variable de estudio  $A_0$  como en cada factor descriptivo  $B_i$  se hace necesaria la aplicación de la media logarítmica de Divisia (LMDI<sup>1</sup>), ver (Ang ,2004). Por lo tanto, el cambio total en  $A_0$  entre el año  $t_f$  y el año base  $t_0$  corresponde a la agregación de los cambios de cada factor descriptivo  $\Delta B_i = B_i^{t_f} - B_i^{t_0}$ ,  $i = 1, \dots, n + 1$  es decir:

$$\Delta A_0 = A_0^{t_f} - A_0^{t_0} = \sum_{i=1}^{n+1} \Delta B_i = \sum_{i=1}^{n+1} \left[ \frac{A_0^{t_0} - A_0^{t_f}}{\ln A_0^{t_0} - \ln A_0^{t_f}} \right] \ln \left[ \frac{B_i^{t_f}}{B_i^{t_0}} \right] \quad (18)$$

---

<sup>1</sup> Logarithmic Mean Divisia Index



## PREMISAS DEL ESTUDIO PROSPECTIVO

Para la realización de la proyección del balance energético de América Latina y el Caribe bajo el escenario propuesto (SGS) se han utilizado todas las premisas técnicas empleadas por la IEA (2016) para la proyección 450S, excepto aquellas que conciernen a los tres supuestos específicos detallados en la sección 2.2.4.

Se utilizan los factores de capacidad y de eficiencia térmica reportados por el escenario 450S para la región en conjunto. En la Figura 24 se observa que el escenario 450S considera una importante disminución de los factores de utilización de las centrales termoeléctricas.

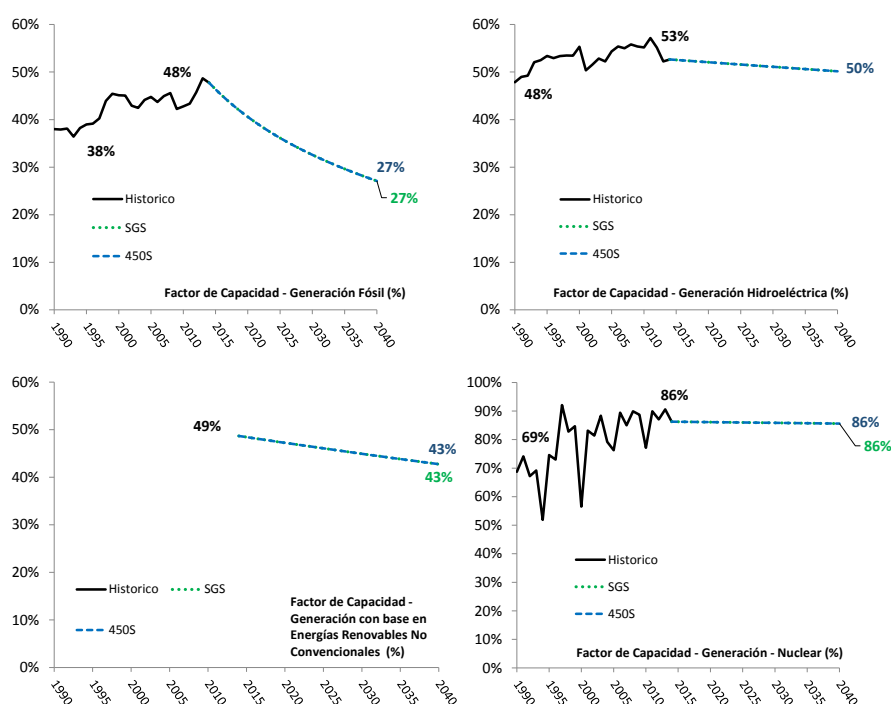


Figura 24: Factores de capacidad de generación: 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y los factores de capacidad para cada tecnología ( $\mu_f, \mu_h, \mu_r, \mu_n$ ) para 2015-2040. Fuente: Escenario 450 reportado por IEA (2016).

También considera que los factores de capacidad asociados a las renovables van a reducirse pero en menor proporción al previsto en las

termoeléctricas. En el caso, de la energía nuclear se espera que se mantengan los factores de capacidad históricos.

En la Figura 25 se presentan las eficiencias térmicas previstas en los escenarios SGS y 450S para el período de estudio.

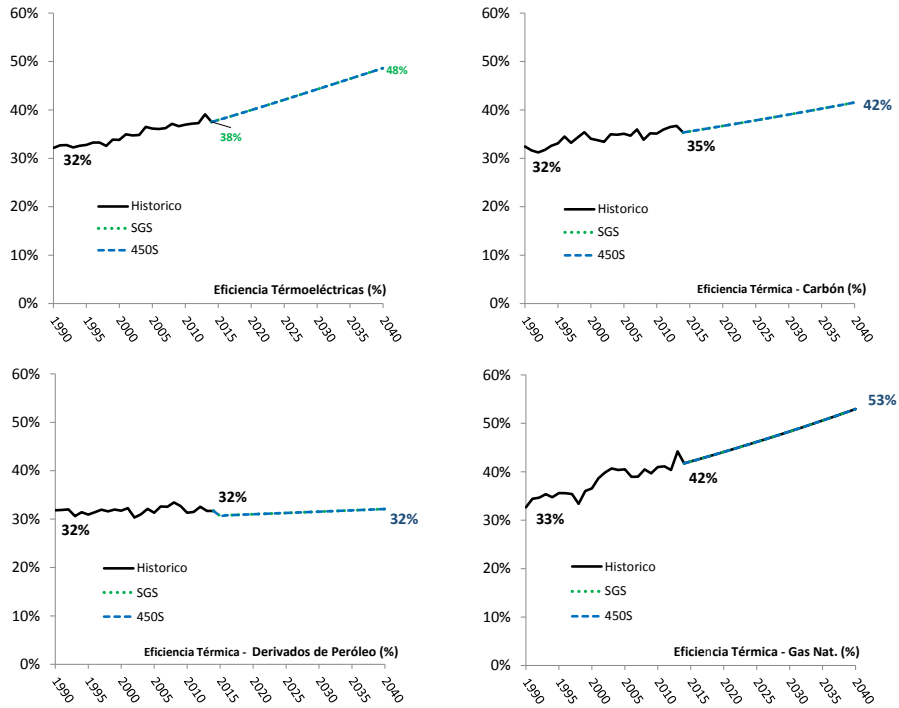


Figura 25: Eficiencia de las centrales termoeléctricas: 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las eficiencias térmicas para cada tecnología ( $\eta_1, \eta_2, \eta_3, \eta_f$ ) para 2015-2040. Fuente: Escenario 450 reportado por IEA (2016).

Se observa que el escenario 450S considera que la eficiencia térmica mejorará progresivamente en las centrales a carbón y a gas natural. En el caso de los combustibles líquidos, utilizados fundamentalmente en motores de combustión interna, se prevé que la eficiencia se mantendrá estacionada en 32%.

Las premisas demográficas y macroeconómicas (PIB, precios, etc.) utilizadas en el escenario SGS corresponden a las utilizadas para la proyección NPS y pueden ser consultadas en IEA (2016).

## PROYECCIONES 2015-2040 - RESULTADOS ADICIONALES

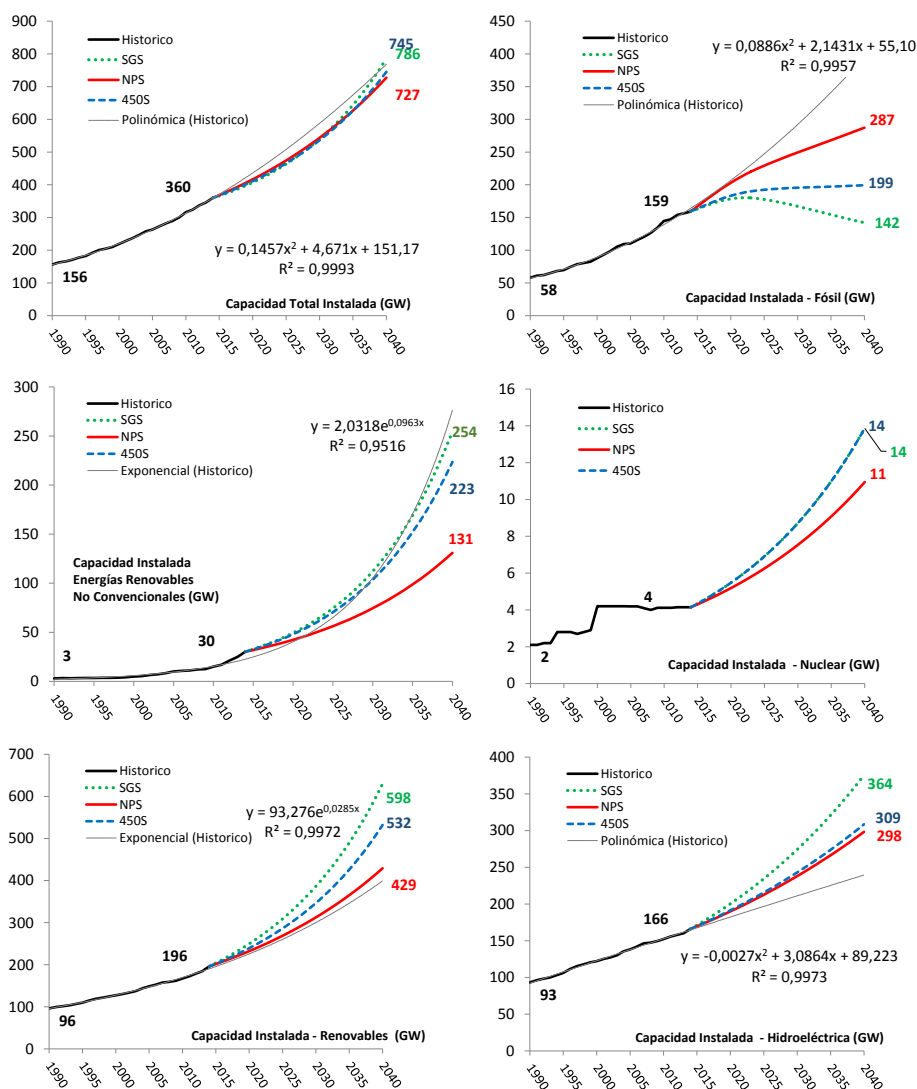


Figura 26: Evolución de capacidad instalada en generación eléctrica: NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2040 para  $Cap$ ,  $Cap_f$ ,  $Cap_l$ ,  $Cap_h$ ,  $Cap_r$  y  $Cap_n$ . Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).

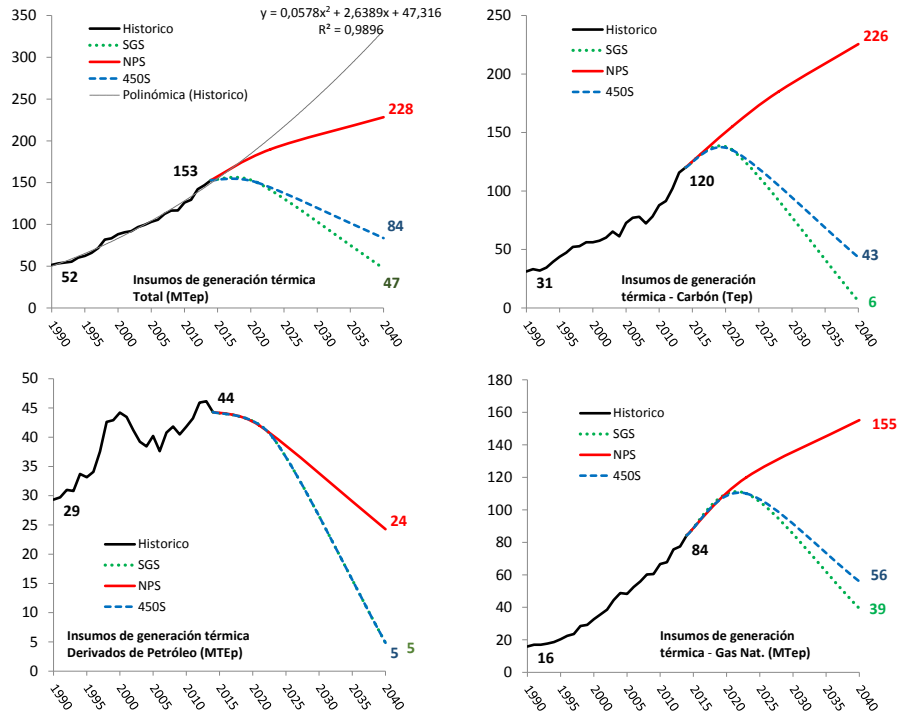


Figura 27: Evolución de los insumos de generación termoeléctrica: NPS, 450S y SGS<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Se muestran las series históricas 1990-2014 y las tendencias 2015-2040 para  $W_f$ ,  $W_{f1}$ ,  $W_{f2}$  y  $W_{f3}$ . Fuente: Resultados escenario SGS, elaboración propia. Escenarios NPS y 450 reportados por IEA (2016).



## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] Luis Andres, J Luis Guasch, y Sebastian Lopez Azumendi. Regulatory governance and sector performance methodology and evaluation for electricity distribution in latin america. 2008.
- [2] Beng Wah Ang. Decomposition analysis for policymaking in energy:: which is the preferred method? *Energy policy*, 32(9):1131–1139, 2004.
- [3] Lenin Balza, Raúl Alberto Jiménez, y Jorge Enrique Mercado Díaz. Privatization, institutional reform, and performance in the latin american electricity sector. Technical report, Inter-American Development Bank, 2013.
- [4] Santiago Bautista. A sustainable scenario for venezuelan power generation sector in 2050 and its costs. *Energy Policy*, 44:331–340, 2012.
- [5] Juan A. B. Belt. The electric power sector in cuba: Ways to increase efficiency and sustainability. *Cuba Energy Future. Strategic Approaches to Cooperation*, pages 48–79, 2010.
- [6] Carlos Benavides, Luis Gonzales, Manuel Díaz, Rodrigo Palma, Gonzalo García, C Ravizza, y R Fuentes. Economy-wide implications of a carbon tax: Assessment of mitigation action in the chilean electricity generation sector. Technical report, Working paper for CDKN project on Linking sectoral and economy-wide models. Santiago de Chile, Energy Centre, University of Chile. <http://www.mapschile.cl/sistema-de-gestion-del-conocimiento>, 2014.
- [7] Banco Interamericano de Desarrollo BID. Energía. Technical report, On-line: <http://www.iadb.org/es/sectores/energy/overview,18338.html> Consulta realizada en Dic, 24 2016, 2016.
- [8] Banco Mundial BM. *Private Participation in Infrastructure Database*. On-line: <https://ppi.worldbank.org/>. Consulta realizada en Dic, 24 2016, 2016.
- [9] Banco Mundial BM. *World Development Indicators*. On-line: <http://data.worldbank.org/>. Consulta realizada en Dic, 24 2016, 2016b.
- [10] Corporación Andina de Fomento CAF. Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en américa latina y el caribe. integración energética y aspectos ambientales de la energía. tarea 3: Estudio de la oferta y la demanda de energía. Technical report, 2013.

- [11] Corporación Andina de Fomento CAF. Sistemas energéticos sostenibles. Technical report, On-line: <https://www.caf.com/media/2554711/caf-energia-2015.pdf>. Consulta realizada en Dic, 24 2016, 2015.
- [12] Hernán Carlino, André FP Lucena, Raúl Miranda, Daniel Perczyk, Régis Rathmann, Roberto Schaeffer, Rafael Soria, Hernán Carlino, André FP Lucena, Raúl Miranda, et al. Expansión de las energías renovables no convencionales en américa latina y el caribe: El rol de las instituciones financieras de desarrollo. *Monografía del BID (Sector de Instituciones para el Desarrollo. División de Mercados de Capital e Instituciones Financieras)*; IDB-MG-458, 2016.
- [13] Andres Carvallo y John Cooper. *The advanced smart grid: Edge power driving sustainability*. Artech House, 2015.
- [14] David Connolly, Henrik Lund, Brian Vad Mathiesen, y Martin Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4):1059–1082, 2010.
- [15] Héctor Constant. La revolución energética en el sector eléctrico: concepciónn bolivariana de la ciencia, tecnología e innovación al servicio del bienestar social. logros de la revolución. *Consideraciones Teórico-Políticas para la Ciencia y Tecnología en la Revolución Bolivariana Venezolana*, page 99, 2012.
- [16] Diego Ponce de Leon Barido, Josiah Johnston, Maria V Moncada, Duncan Callaway, y Daniel M Kammen. Evidence and future scenarios of a low-carbon energy transition in central america: a case study in nicaragua. *Environmental Research Letters*, 10(10):104002, 2015.
- [17] Michelle De Nigris y Manlio Coviello. Smart grids in latin america and the caribbean. 2012.
- [18] Ricardo Delgado, Angela Inés Cadena, Mónica Espinosa, Catalina Peña, y Mateo Salazar. A case study on colombian mitigation actions. *Climate and Development*, 6(sup1):12–24, 2014.
- [19] D Desgain y J Haselip. Barriers to the transfer of low-carbon electricity generation technologies in four latin american countries. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 10(4):348–360, 2015.
- [20] U.S. Energy Information Administration EIA. *World energy balances*. On-line: <http://www.eia.gov/beta/international/>. Consulta realizada en Dic, 24 2016, 2016.

- [21] Mohsen Fadaeenejad, Amin Mohammad Saberian, Mohd Fadaee, MAM Radzi, H Hizam, y MZA AbKadir. The present and future of smart power grid in developing countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:828–834, 2014.
- [22] CG Heaps. Long-range energy alternatives planning (leap) system. *Somerville, MA, USA: Stockholm Environment Institute*, 2012.
- [23] David Heres. El cambio climático y la energía en américa latina. 2015.
- [24] Gerardo Honty. América latina ante el cambio climático. *América Latina*, 2007.
- [25] Monique Hoogwijk y Wina Graus. Global potential of renewable energy sources: a literature assessment. *Background report prepared by order of REN21. Ecofys, PECSNLo72975*, 2008.
- [26] LA Horta Nogueira, J Haddad, LE Borges da Silva, y Germano Lambert-Torres. Energy efficiency and smart grids for low carbon and green growth in brazil: Knowledge sharing forum on development experiences: Comparative experiences of korea and latin america and the caribbean. Technical report, Inter-American Development Bank, 2015.
- [27] International Energy Agency IEA. *Smart Grids Roadmap*. IEA, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France, 2011.
- [28] International Energy Agency IEA. *World Energy Investment Outlook*. OECD/IEA, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France, 2014b.
- [29] International Energy Agency IEA. *CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2015*. OECD/IEA, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France, 2015.
- [30] International Energy Agency IEA. *CO<sub>2</sub> from fuel combustion 2016*. OECD/IEA, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France, 2016.
- [31] International Energy Agency IEA. *World Energy Outlook*. OECD/IEA, 9 rue de la Fédération 75739 Paris Cedex 15, France, 1nd edition, 2016.
- [32] International Energy Agency IEA. *World energy balances and indicators*. OECD/IEA, On-line: <https://www.iea.org/statistics/statisticssearch/>. Consulta realizada en Dic, 24 2016, 2016b.
- [33] Intergovernmental Panel On Climate Change IPCC. 2006 ipcc guidelines for national greenhouse gas inventories. Technical report, 2006.

- [34] Tooraj Jamasb. *Electricity sector reform in developing countries a survey of empirical evidence on determinants and performance*, volume 3549. World Bank Publications, 2005.
- [35] Madeleine McPherson y Bryan Karney. Long-term scenario alternatives and their implications: Leap model application of Panama? s electricity sector. *Energy Policy*, 68:146–157, 2014.
- [36] Peter Meisen y Sebastian Krumpel. El potencial de américa latina con referencia a la energía renovable. *Global Energy Institute*, 2009.
- [37] Jaime Millán. Power sector reform in latin america: accomplishments, failures and challenges. *Economic and Political Weekly*, pages 5291–5301, 2005.
- [38] Justin Miller y Lisa Visicdi. Innovación en energía limpia en américa latina. 2016.
- [39] Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica MP-PEE. Anuario estadístico 2013 del sector eléctrico. Technical report, On-line: [http://mppee.gob.ve/download/anuario\\_estadístico/Anuario\\_2013.pdf](http://mppee.gob.ve/download/anuario_estadístico/Anuario_2013.pdf), 2013.
- [40] Organización Latinoamericana de Enegía OLADE. Matriz energética en américa latina y el caribe: Situación actual y perspectivas de las energías renovables. 7, 2012.
- [41] Rajendra K Pachauri, Myles R Allen, Vicente R Barros, John Broome, Wolfgang Cramer, Renate Christ, John A Church, Leon Clarke, Qin Dahe, Purnamita Dasgupta, et al. *Climate change 2014: synthesis report. Contribution of Working Groups I, II and III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. IPCC, 2014.
- [42] Andrés Robalino-López, Ángel Mena-Nieto, José-Enrique García-Ramos, y Antonio A Golpe. Studying the relationship between economic growth, co 2 emissions, and the environmental kuznets curve in venezuela (1980–2025). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41: 602–614, 2015.
- [43] Belizza Janet Ruiz-Mendoza y Claudia Sheinbaum-Pardo. Electricity sector reforms in four latin-american countries and their impact on carbon dioxide emissions and renewable energy. *Energy Policy*, 38(11): 6755–6766, 2010.
- [44] Claudia Sheinbaum, Belizza J Ruíz, y Leticia Ozawa. Energy consumption and related co 2 emissions in five latin american countries: changes from 1990 to 2006 and perspectives. *Energy*, 36(6):3629–3638, 2011.

- [45] Thomas F Stocker, D Qin, GK Plattner, M Tignor, SK Allen, J Boschung, A Nauels, Y Xia, V Bex, y PM Midgley. Climate change 2013: the physical science basis. intergovernmental panel on climate change, working group i contribution to the ipcc fifth assessment report (ar5). *New York*, 2013.
- [46] Roger Tissot. Latin america's energy future. Technical report, Inter-American Development Bank, 2012.
- [47] GC Tosato. Introduction to etsap and the markal-times models generators. In *International Energy Agency: NEET Workshop on Energy Technology Collaboration*, 2008.
- [48] Mathias Uslar, Michael Specht, Sebastian Rohjans, Jörn Trefke, y José M González. *The Common Information Model CIM: IEC 61968/61970 and 62325-A practical introduction to the CIM*. Springer Science & Business Media, 2012.
- [49] Dirk Van Hertem y Mehrdad Ghandhari. Multi-terminal vsc hvdc for the european supergrid: Obstacles. *Renewable and sustainable energy reviews*, 14(9):3156–3163, 2010.
- [50] Walter Vergara, Claudio Alatorre, y Leandro Alves. Rethinking our energy future: A white paper on renewable energy for the 3gflac regional forum. Technical report, Inter-American Development Bank, 2013.
- [51] Jorge A Vidoza y Waldyr LR Gallo. Projection of fossil fuels consumption in the venezuelan electricity generation industry. *Energy*, 104: 237–249, 2016.
- [52] World Energy Council WEC. World energy scenarios composing energy futures to 2050. Technical report, 2013.
- [53] World Energy Council WEC. Energy trilemma index. *Project Partner Wyman O*, 2015.
- [54] Yin-Fang Zhang, David Parker, y Colin Kirkpatrick. Electricity sector reform in developing countries an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation. *Journal of Regulatory Economics*, 33(2):159–178, 2008.