

Las emisiones comprometidas y el riesgo de activos abandonados en el sector eléctrico de América Latina y el Caribe

Esperanza González-Mahecha
Oskar Lecuyer
Michelle Hallack
Morgan Bazilian
Adrien Vogt-Schilb

División de Cambio
Climático

DOCUMENTO PARA
DISCUSIÓN N°
IDB-DP-00708

Las emisiones comprometidas y el riesgo de activos abandonados en el sector eléctrico de América Latina y el Caribe

Esperanza González-Mahecha
Oskar Lecuyer
Michelle Hallack
Morgan Bazilian
Adrien Vogt-Schilb

<http://www.iadb.org>

Copyright © [2019] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

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

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

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



Las emisiones comprometidas y el riesgo de activos abandonados en el sector eléctrico de América Latina y el Caribe

Esperanza González-Mahecha¹, Oskar Lecuyer², Michelle Hallack¹, Morgan Bazilian³, Adrien Vogt-Schilb¹

¹ Banco Interamericano de Desarrollo, Washington DC, Estados Unidos de América [*Inter-American Development Bank, Washington DC, United States of America*] (rosago@iadb.org, michellecar@iadb.org, avogtschilb@iadb.org)

² Agencia Francesa de Desarrollo, París, Francia [*Agence Française de Développement, Paris, France*] (lecuyero@afd.fr)

³ Escuela de Minas de Colorado, Golden, Colorado, EE.UU. [*Colorado School of Mines*], Golden, Colorado, USA (mbazilian@mines.edu)

Resumen

Las emisiones de CO₂ del sector eléctrico en América Latina y el Caribe (ALC) son más bajas que en el resto del mundo, ya que la hidroelectricidad es la principal fuente de generación en la región. Sin embargo, ¿son los planes de expansión consistentes con los objetivos de cambio climático establecidos en el Acuerdo de París? En este trabajo se contabilizan las emisiones de CO₂ comprometidas provenientes de las centrales eléctricas existentes y planeadas en ALC. El término emisiones comprometidas se refiere a las emisiones de carbono producto de la operación de las centrales eléctricas operadas con combustibles fósiles durante su vida útil. Las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes son cerca de 6,9 Gt de CO₂. La construcción y operación de todas las centrales eléctricas anunciadas, autorizadas, en proceso de licitación y en construcción daría lugar a 6,7 Gt de emisiones de CO₂ adicionales (es decir, un total de 13,6 Gt de CO₂). Las emisiones comprometidas totales están por encima de prácticamente todas las estimaciones reportadas por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático de cuantas emisiones en el sector eléctrico en ALC serían consistentes con las metas del Acuerdo de París. Entre el 10% al 16% de las centrales eléctricas operadas con combustibles fósiles existentes en la región deberán ser abandonadas para cumplir con el presupuesto de carbono promedio que según el IPCC mantendría

el aumento de la temperatura global por debajo de los 2°C. Los resultados sugieren que los compromisos internacionales en materia de cambio climático son importantes incluso en países en vías de desarrollo con bajas emisiones de carbono.

Palabras clave

Presupuesto de Carbono, Cambio Climático, Sector Eléctrico, Activos Abandonados

1 Introducción

Las emisiones de CO₂ provenientes del sector eléctrico en América Latina y el Caribe (ALC) son más bajas que en el resto del mundo ya que la hidroelectricidad es la principal fuente en la matriz eléctrica (IEA 2018a). Sin embargo, la generación hidroeléctrica ha reducido su participación en la matriz eléctrica pasando de representar 58% en 2009 a 50% en 2016 (IEA 2018a). Esta reducción se debe entre otras razones a la reducción de las tasas de utilización debido a las sequías, la reducción de los aumentos de capacidad como resultado de las preocupaciones sociales y ambientales y el aumento del costo de capital (IRENA 2016, Van Vliet et al., 2016, Soito and Freitas 2011, Pereira de Lucena et al., 2011, de Queiroz et al., 2019).

Al mismo tiempo, la generación eléctrica con gas natural ha ganado terreno, apoyada por un suministro abundante y competitivo, convirtiéndola en la segunda fuente en la matriz eléctrica (IRENA, 2016; Yépez-García et al., 2018a, 2018b). Aunque la energía renovable no convencional está creciendo rápidamente y representó un 57% del aumento de la capacidad renovable en 2017, esta fuente sólo representa el 6,5% de la capacidad total (Enerdata 2019). De cara al futuro, es posible que, sin cambios en las políticas públicas y/o en el diseño del mercado, el gas natural y el carbón podrán desempeñar un papel cada vez más importante en la matriz eléctrica (Lucena *et al.* (2016), Calderón *et al.* (2016), Di Sbroiavacca *et al.* (2016), Clarke *et al.* (2016) y Octaviano *et al.* (2016) (van der Zwaan et al., 2016).

Aunque la mayoría de los países de la región han presentado Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) que incluyen reducciones de emisiones en el sector eléctrico como parte de su contribución al Acuerdo de París, la planificación eléctrica actual no está siempre alineada con esos compromisos, dejando lugar a un aumento del número de nuevas

centrales eléctricas operadas con combustibles fósiles en la región (OLADE 2018, Cadena 2019).¹

Para controlar los impactos del cambio climático, los líderes mundiales acordaron realizar esfuerzos para limitar el calentamiento global por debajo de los 2°C, y lo más cerca posible a 1,5°C (Naciones Unidas 2015). Cualquiera de los objetivos requiere alcanzar cero emisiones netas de CO₂ a nivel mundial (Fay et al., 2015, Rogelj et al., 2015, Sachs et al., 2016) y en ALC (Paredes 2017, Vergara et al., 2016). En particular, la estabilización del clima requiere que todas las regiones transiten hacia un sector eléctrico libre de carbono para el año 2050 (Audoly et al., 2018, Davis et al., 2018, Williams et al., 2012).²

Los objetivos climáticos de largo plazo son importantes para la planificación de la infraestructura eléctrica si se tiene en cuenta que la vida útil de las centrales eléctricas puede oscilar entre 30 y 50 años (Fay et al., 2015; Grubb et al., 2018; Millar et al., 2016; Sachs et al., 2016b). Para evaluar el impacto de la infraestructura con larga vida útil sobre el cambio climático, Davis y Socolow (2014) introdujeron el concepto de emisiones de carbono comprometidas en la infraestructura existente. Estas son las emisiones de carbono producto de la operación de las centrales eléctricas existentes operadas con combustibles fósiles durante su vida útil. El mismo concepto se ha aplicado a las centrales eléctricas *planeadas* (anunciadas, autorizadas, en licitación, o en construcción) (Edenhofer et al., 2018, Pfeiffer et al., 2018, Shearer et al., 2017).

En este trabajo se evalúan las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas en operación y planeadas en ALC. Fue usada la base de datos Power Plant Tracker (PPT) de Enerdata (2019b), que proporciona información sobre las centrales eléctricas, clasificadas por tipo de combustible, antigüedad, capacidad, rendimiento histórico y estado operativo. Posteriormente, las emisiones comprometidas fueron comparadas con los presupuestos de carbono para el sector eléctrico de ALC reportados por el IPCC

¹ Aunque los países de ALC cumplan con sus NDC, no existe garantía de que sigan una trayectoria que permita cumplir con los límites esperados del calentamiento global (Iyer et al., 2015; Rogelj et al., 2016; UNEP, 2017).

² El informe especial del IPCC sobre el calentamiento global de 1,5°C aclara que para 2050, el contenido neto de carbono del sector eléctrico debería caer a casi 0 y el suministro de energía decarbonizado debería representar el 70% de la matriz eléctrica (Huppmann et al., 2018a).

(2018). En este documento, llamamos *presupuesto de carbono* a las emisiones totales de las trayectorias que deberían seguir las emisiones del sector de generación eléctrica en ALC para mantener la temperatura en el rango de 1,5–2°C. El IPCC considera las trayectorias utilizando una variedad de modelos con diferentes supuestos tecnológicos— que en particular, examinan si la eliminación de dióxido de carbono puede compensar las emisiones de la generación eléctrica—, tasas de descuento, e interpretaciones de los objetivos de temperatura— calentamiento máximo o a largo plazo (Huppmann et al., 2018b, IIASA 2017, Weyant 2017, Rotmans et al., 2001).

Los resultados muestran que las emisiones comprometidas del sector eléctrico en ALC ascienden a 6,9 GtCO₂, o 19 años de emisiones actuales provenientes del sector de generación eléctrica en la región. Este número se encuentra dentro del rango del presupuesto de carbono del sector eléctrico de ALC consistente con 1,5°C, que calculamos de 1,9 a 13,5 GtCO₂. Sin embargo, está por encima del 50% de los escenarios de presupuesto de carbono que cumplen con los 1,5°C reportados en la base de datos del IPCC, y por encima del 60% de los escenarios de presupuestos de carbono alineados con 2°C. Estos hallazgos sugieren que para cumplir con el presupuesto de carbono promedio permitido para 2°C (6,2 GtCO₂) o 1,5°C (5,8 GtCO₂), se necesitaría cerrar prematuramente entre el 10% y el 16% de la capacidad existente de combustibles fósiles, respectivamente, o reducir la tasa de utilización de las centrales existentes para lograr el mismo efecto. Si se construyeran todas las centrales eléctricas planeadas, las emisiones comprometidas se elevarían a 13,6 GtCO₂, valor que está por encima del 90% de los escenarios de presupuesto de carbono del sector de energía eléctrica en ALC que limitarían el calentamiento global por debajo de 1,5°C y 2°C.

El cierre prematuro de las centrales existentes para cumplir los objetivos climáticos daría lugar a pérdidas de ingresos para los propietarios de las centrales eléctricas de combustibles fósiles, es decir, resultaría en activos abandonados, y por ende potencialmente en pérdidas repentinas de puestos de trabajo para los trabajadores y en las comunidades que dependen de esos activos, lo que podría dificultar la gestión de la economía política del cambio climático (Bertram et al., 2015, Gambhir et al., 2018, Hallegatte et al., 2013, ILO 2018, Jenkins 2014, Nemet et al., 2017, Rozenberg et al., 2018, Vogt-Schilb and Hallegatte 2017).

Este documento hace parte de una creciente literatura que cuantifica las emisiones comprometidas en la infraestructura eléctrica (Davis et al., 2010, Pfeiffer et al., 2018, 2016, Smith et al., 2019). Esta literatura se ha centrado en las emisiones globales o en mostrar las centrales eléctricas de carbón en construcción a nivel mundial (Edenhofer et al., 2018), o incluso sólo en la India (Shearer et al., 2017), contribuirían significativamente a las emisiones globales. En este documento nos centramos en ALC, una región que representa sólo el 5% de las emisiones de CO₂ en 2016 (IEA 2018b). A diferencia de las emisiones comprometidas mundiales derivados de generación de energía eléctrica con carbón, las emisiones comprometidas encontradas en ALC no suponen un cambio sustancial para la agenda global del cambio climático. Sin embargo, los compromisos internacionales sí son importantes para los planificadores energéticos en ALC. Con la planificación actual se superarían los presupuestos de carbono promedio para el sector eléctrico de ALC. Con el aumento del número de centrales eléctricas operadas con combustibles fósiles puede aumentar el riesgo de los activos abandonados en ALC. En una región que invierte \$21 mil millones en generación eléctrica por año (OECD/IEA 2018), no se puede ignorar el riesgo de los activos abandonados.

La Sección 2 presenta los métodos y los datos, mientras que la Sección 3 proporciona los resultados. La sección 4 presenta los resultados y la conclusión.

2 Métodos y datos

Las emisiones comprometidas se definen como aquellas emisiones que se producirán durante la vida útil restante de un generador eléctrico que funciona por la quema de combustibles fósiles.³ Este análisis se centra en generadores, definidos como dispositivos que producen energía eléctrica para su uso en un circuito externo. Una central contiene uno o más generadores.

2.1 Emisiones de carbono por generador a partir de los datos de Enerdata y la Agencia Internacional de la Energía (AIE)

³ Davis y Socolow (2014) definen las emisiones comprometidas como las emisiones que se producen durante la vida útil de una quema de combustibles fósiles (emisiones realizadas más las emisiones restantes). Nuestro enfoque se centra en las emisiones restantes.

Las emisiones comprometidas fueron calculadas en dos pasos básicos. En el primero, se evaluaron las emisiones actuales por generador. Las emisiones de CO₂ F (tCO₂/año) están expresadas como el producto de la capacidad C (GW), la tasa de utilización E/C donde E es la producción de electricidad (GWh/año) y la intensidad de carbono de la electricidad generada F/E (tCO₂/GWh). Cada cantidad se calcula por país i , combustible f , y estado s :

$$F_{i,f,s} = C_{i,f,s} \times \left(\frac{E_{i,f}}{C_{i,f}} \right)_s \times \frac{F_{i,f}}{E_{i,f}} \quad (\text{Ec 1})$$

Las capacidades actuales y futuras $C_{i,f,s}$ fueron extraídas del Power Plant Tracker (ENERDATA 2019b). El PPT describe el estado del generador, la fecha de entrada en operación, el tipo de combustible, la capacidad neta, la producción de electricidad y la localización. La base de datos (Versión Enero 2019) reporta 14,816 generadores en ALC, 34% de los cuales (5,048) funcionan con combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural). El análisis se centró en las centrales de combustibles fósiles, ya que las otras no producen emisiones de CO₂.

El PPT clasifica los generadores en aquellos que se encuentran en estado operativo, anunciados, autorizados, en proceso de licitación y en construcción, detenidos, cancelados, suspendidos y sincronizados. Los generadores que se encuentran en el estado de anunciados⁴, autorizados⁵, en proceso de licitación y en construcción fueron clasificados como *planeados*. Las unidades operativas y sincronizadas se incluyen en el estado de *existentes*.

La producción de electricidad $E_{i,f}$ por país y tipo de energía fue extraída de Enerdata (2019a) y Enerdata (2019b). Estas dos fuentes son ligeramente inconsistentes. La suma total de la generación eléctrica (reportada por generador) reportada en el Power Plant Tracker (ENERDATA 2019b) no coincide con las estadísticas nacionales de generación eléctrica por país y combustible (ENERDATA 2019a). En total, la generación con combustibles fósiles

⁴ Proyecto bien anunciado por una empresa o planificado en un plan nacional de desarrollo publicado por los gobiernos, los Gestores de Red de Transporte (GRT), los reguladores y las agencias.

⁵ El proyecto de energía ha recibido el consentimiento público/legal de las autoridades nacionales a cargo de la entrega de autorizaciones para nuevas infraestructuras de energía.

reportada en PPT para 2016 (450 TWh) representa el 67% de la producción total de electricidad a partir de las estadísticas nacionales (665 TWh). Este problema fue resuelto a nivel de país y tipo de combustible. En la mayoría de los casos, la suma del PPT es menor que las estadísticas nacionales reportadas. Una de las razones es que el PPT no proporciona información sobre la producción de electricidad de algunos generadores. Otra razón es que, para algunas centrales de combustible dual, el PPT sólo reporta la generación del combustible principal. Los datos de generación faltantes fueron completados usando los promedios por país y combustible, y luego aumentamos proporcionalmente la producción de todas las centrales para que coincida con la producción de las estadísticas nacionales. En algunos pocos casos, la producción que reporta el PPT es ligeramente mayor que la reportada por Enerdata (2019a). Para esos casos, reducimos linealmente la producción de electricidad en la base de datos del PPT para que coincida con las estadísticas.

Las emisiones de CO₂ por país y combustible F fueron extraídas de Enerdata (2019a). Debido a que el último informe completo de emisiones de CO₂ corresponde al año 2016, la intensidad de carbono de la electricidad por país y combustible fue calculada en función de la producción de electricidad para 2016 reportada en Enerdata (ENERDATA 2019b, 2019a). Posteriormente, se hicieron análisis de sensibilidad de los resultados en relación con las fuentes de datos elegidas.

2.2 Vida útil restante de los generadores.

El segundo paso para calcular las emisiones comprometidas es proyectar la vida útil restante de cada generador. El PPT proporciona una fecha de entrada en operación para la mayoría de los generadores. Los datos faltantes fueron completados con los promedios a nivel de país, tecnología y estado del generador. Además, hay 23 generadores de combustibles fósiles que están en PPT clasificados como planeados, pero para los cuales la fecha de entrada en operación reportada se encuentra en el pasado. Para esos casos, reajustamos la fecha de entrada en operación a 2019.

Fue usado el supuesto de que la vida útil de los generadores eléctricos es de 37, 35 y 32 años para las tecnologías de carbón, gas natural y petróleo, respectivamente, siguiendo a Davis y Socolow (2014) (más adelante realizamos un análisis de sensibilidad sobre estos supuestos). El PPT reporta 251 generadores de combustibles

fósiles operativos durante un tiempo superior a la vida útil. Para los mismos, asumimos que su vida útil se extiende 5 años más.

La Tabla 1 muestra el detalle de los supuestos de vida útil e intensidad de carbono en ALC por tecnología.

Tabla 1. Vida útil e intensidad promedio de carbono de la electricidad.

Combustible	Vida útil (años)	Intensidad de carbono (g/kWh)
Carbón	37	930
Gas natural	35	427
Petróleo	32	640

2.3 Corrección por los países faltantes

El PPT sólo contempla 18 países latinoamericanos: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, República Dominicana, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, Trinidad y Tobago, Uruguay, y Venezuela. Según Enerdata (2019a), estos países son responsables del 94% de las emisiones de carbono que provienen de la generación eléctrica en ALC. Fue creado un agregado al que se llamó “resto de ALC” y al cual fueron asignadas las emisiones faltantes por tipo de combustible, tomando la edad promedio de los otros países reportados en el PPT.

2.4 Presupuestos de carbono del IPCC

Para evaluar los presupuestos de carbono disponibles para el sector de generación eléctrica en ALC fue usada la base de datos pública de 1,5°C del IAMC administrada por IIASA (Huppmann et al., 2018a). Esta base de datos contiene un conjunto de escenarios cualitativos compatibles con el objetivo de limitar el calentamiento global de 1,5°C a 2°C y que respaldan el informe especial del IPCC sobre 1,5°C (IPCC 2018, Huppmann et al., 2018b). La Tabla 2 proporciona una clasificación de los escenarios reportados.

Tabla 2. Clasificación de los escenarios reportados en el Informe Especial sobre el Calentamiento Global de 1,5°C

Objetivo de temperatura	Descripción	Número de escenarios
-------------------------	-------------	----------------------

Por debajo de 1,5°C	Escenarios que limitan el objetivo de calentamiento máximo por debajo de 1,5°C durante todo el siglo XXI con un 50-66% de probabilidad	9
Más bajo/más alto 1,5°C bajo overshoot	Escenarios que limitan el objetivo de calentamiento máximo por debajo de 1,5°C en 2100 y con un 50-67% de probabilidad de sobrepasar temporalmente ese nivel con anterioridad, lo que generalmente implica un calentamiento máximo que excede en menos de 0,1°C al de los programas cuyo objetivo se encuentra por debajo de 1,5°C.	44
Más bajo/más alto 1,5°C alto overshoot	Escenarios que limitan el objetivo de calentamiento máximo por debajo de 1,5°C en 2100 y con una probabilidad superior al 67% de sobrepasar temporalmente ese nivel con anterioridad, lo que generalmente implica un calentamiento máximo que excede entre 0,1-0,4°C al de los programas cuyo objetivo se encuentra por debajo de 1,5°C.	37
Inferior-2°C	Escenarios que limitan el objetivo de calentamiento máximo por debajo de 2°C durante todo el siglo XXI con una probabilidad superior al 66%	74
Superior-2°C	Escenarios evaluados para limitar el objetivo de calentamiento máximo por debajo de 2 °C durante todo el siglo XXI con un 50–66% de probabilidad	58

Dos variables de la base de datos del IPCC fueron usadas para calcular el presupuesto de carbono: las *emisiones de CO₂ del suministro eléctrico y la captura y almacenamiento de carbono en el sector eléctrico*.⁶ Las emisiones globales de CO₂ del sector eléctrico fueron calculadas como la suma de las emisiones netas de CO₂ del sector eléctrico y las emisiones de CO₂ asociadas a la captura y almacenamiento de carbono en el sector eléctrico. Para calcular los presupuestos, fueron sumadas las emisiones entre 2019 y 2064, que es el año en el que la última unidad planeada operaría en condiciones normales según nuestros supuestos.

Dado que la base de datos de 1,5°C proporciona los resultados de los escenarios regionalmente, se seleccionó el conjunto de escenarios relacionados con la región R5LAM.

3. Resultados

3.1 Emisiones comprometidas de los generadores operativos y planeados

⁶ Muchos escenarios en la base de datos del IPCC se basan en la eliminación del dióxido de carbono, en particular utilizando biomasa junto con la captura y almacenamiento de carbono, a gran escala para mantener el presupuesto de las emisiones de dióxido de carbono. Sin embargo, aún no está claro si dicha tecnología es social, política, ambiental, tecnológica, o económicamente aceptable o posible (Smith et al 2016, Williamson 2016)

La capacidad de generación eléctrica en el PPT reporta que a principios de 2019 existían 4,146 generadores que utilizaron carbón, turba y esquisto bituminoso (*carbón* para abreviar); gas natural; o petróleo como combustible principal. Esto representa 169 GW de capacidad operada con combustibles fósiles. Su edad promedio es de 17 años (han operado desde 2002 en promedio), lo que corresponde a un promedio de vida útil restante de 18 años (hasta 2037). México y Argentina lideran la capacidad instalada de gas natural con 44 GW y 23 GW, respectivamente. Para el carbón, México y Chile tienen la mayor parte de la capacidad instalada con 6 GW y 4,9 GW, respectivamente. Brasil y México lideran la capacidad de petróleo con 11 GW y 6,7 GW, respectivamente. La Figura 1 muestra la capacidad operativa y planeada por tecnología en ALC⁷ (el Apéndice 2 contiene los resultados por país).

⁷ El pico en 2019 está influenciado por nuestras decisiones de "corregir" a 2019 la fecha de puesta en marcha de las unidades que aparecen como "planeadas" pero con una fecha de puesta en marcha en el pasado en el PPT. Hay que tener en cuenta que esta elección no influye en nuestras estimaciones de emisiones acumuladas comprometidas, que es nuestra métrica preferida en este documento.

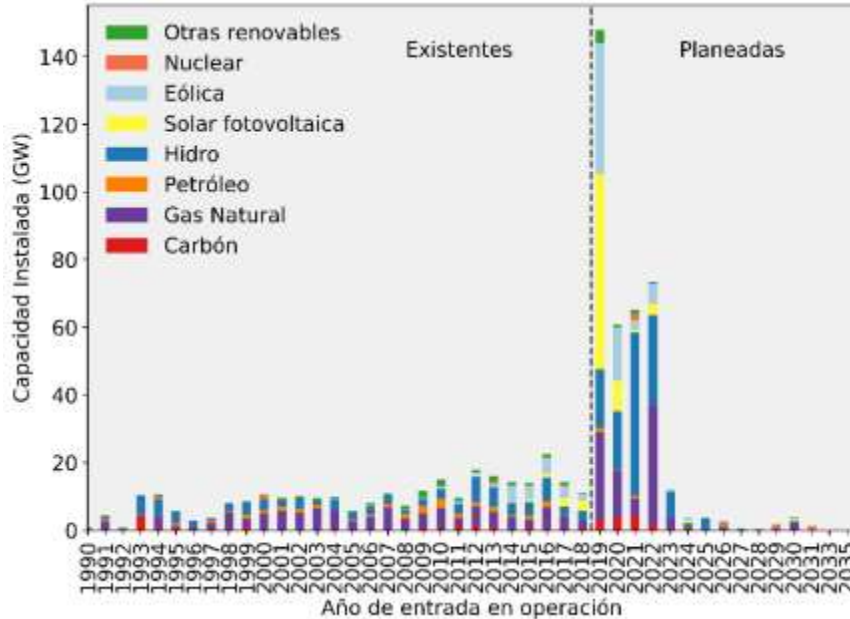


Figura 1. Capacidad por fecha de entrada en operación. Las barras en 2019 y posteriores corresponden a las centrales eléctricas planeadas. Graficamos los datos a partir 1990; sin embargo, la base de datos incluye unidades que comenzaron a operar antes de dicha fecha.

El PPT reporta 456 generadores planeados, que serán operados con combustibles fósiles, que suman 102 GW o el 61% de la capacidad actual de combustibles fósiles en la región. La mayoría de estas centrales serán operadas con gas natural (87 GW), seguidas de carbón (13,5 GW) y petróleo (2,1 GW). Brasil lideraría la generación planeada con fósiles, con 38 GW de gas natural, 4,8 GW de carbón y 0,9 GW de petróleo. México y Chile tienen en sus planes instalar 22 GW y 6,7 GW de capacidad de gas natural, respectivamente. Las emisiones comprometidas están dominadas por gas natural (63%), seguido por el carbón (26%).

En términos de emisiones comprometidas, este estudio encuentra que la capacidad actualmente instalada en la región, operando durante la vida útil restante con los factores de uso actuales, produciría 6,9 GtCO₂ de emisiones durante las próximas décadas. La mayoría de las emisiones comprometidas de los generadores operativos provienen del gas natural (52%). Esto contrasta con el panorama mundial, donde los generadores de carbón son los principales contribuyentes de las emisiones comprometidas (Pfeiffer et al., 2018).

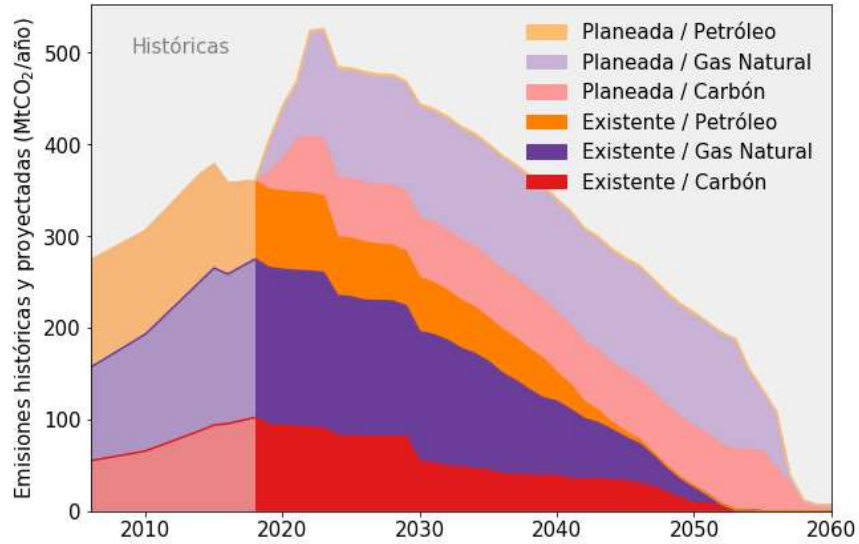


Figura 2. Emisiones históricas y comprometidas (centrales operativas y planeadas). En condiciones normales, la última unidad operativa funcionaría hasta 2054. La última unidad planeada operaría hasta el 2064. Los colores oscuros indican el estado operativo y los claros las planeadas.

La Figura 2 muestra las emisiones proyectadas a lo largo del tiempo por combustible y estado (el Apéndice 3 muestra las proyecciones por país). Las emisiones proyectadas aumentan a una tasa promedio anual del 13% entre 2018 y 2030 a medida que se construyen las centrales eléctricas planeadas y comienzan a operar. Mientras tanto, las emisiones proyectadas de las centrales operativas disminuyen a una tasa promedio anual del 2,9% a medida que las centrales existentes llegan al final de su vida útil y se retiran. Las adiciones al capital son más altas que las retiradas durante este período. Las emisiones comprometidas de los generadores operativos disminuyen a cero para el año 2054 y el último generador planeado comenzará a funcionar en 2030. En total, la construcción de todas las centrales eléctricas planeadas añadiría 6,7 GtCO₂ de emisiones comprometidas.

El pico en 2022 es debido a la entrada en operación de las centrales que están en proceso de licitación en Brasil (31 GW). Estas representarían una adición de 60 MtCO₂ provenientes del gas natural. Si en lugar de imputar la fecha faltante de la entrada en operación de los generadores de los que no se tenía información, según los promedios a nivel de país, tecnología y estado del generador, se hubiera utilizado otra distribución, el único efecto sería un pico más suavizado en el tiempo, sin afectar las estimaciones de emisiones totales comprometidas.

La Figura proporciona detalles de las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas por país. México, Argentina y Brasil lideran las emisiones comprometidas de los generadores en operación, con 1,8, 1 y 0,9 GtCO₂, respectivamente. Si se construyeran las centrales planeadas, Brasil se convertiría en el principal contribuyente de emisiones comprometidas en la región, con 2,7 GtCO₂, casi triplicando las emisiones comprometidas de sus generadores en operación. México añadiría 1,2 GtCO₂; Chile añadiría 0,9 GtCO₂ y se convertiría en el tercer mayor emisor de la región. Brasil, Colombia y República Dominicana son los países donde la construcción de las centrales planeadas agregaría la mayoría de las emisiones en relación con las emisiones comprometidas de las centrales operativas (3,1, 2,1 y 1,8 veces las emisiones comprometidas, respectivamente).

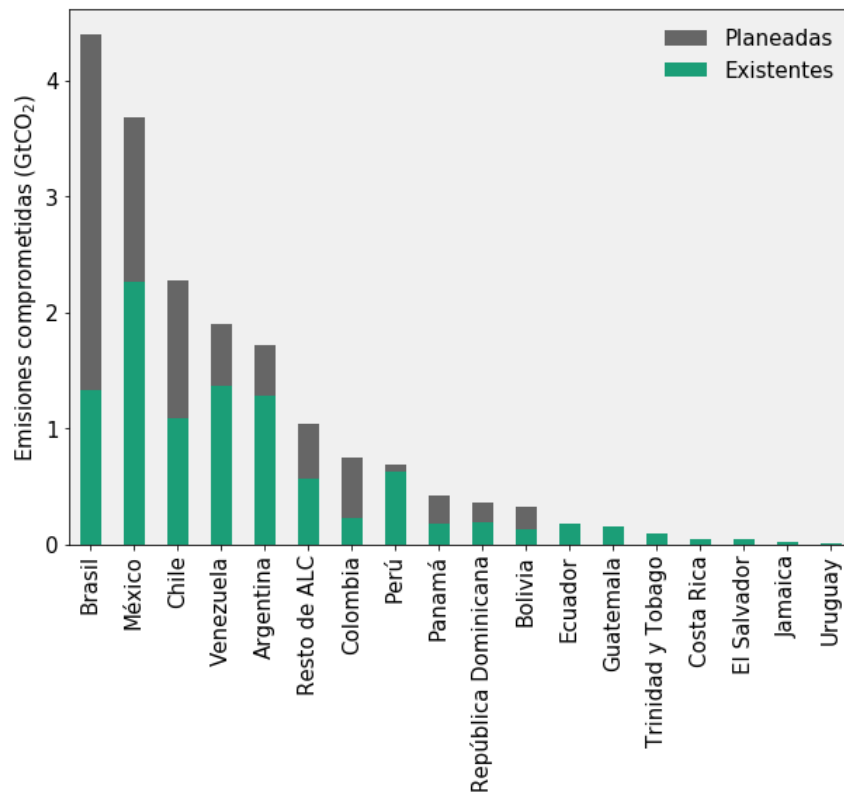
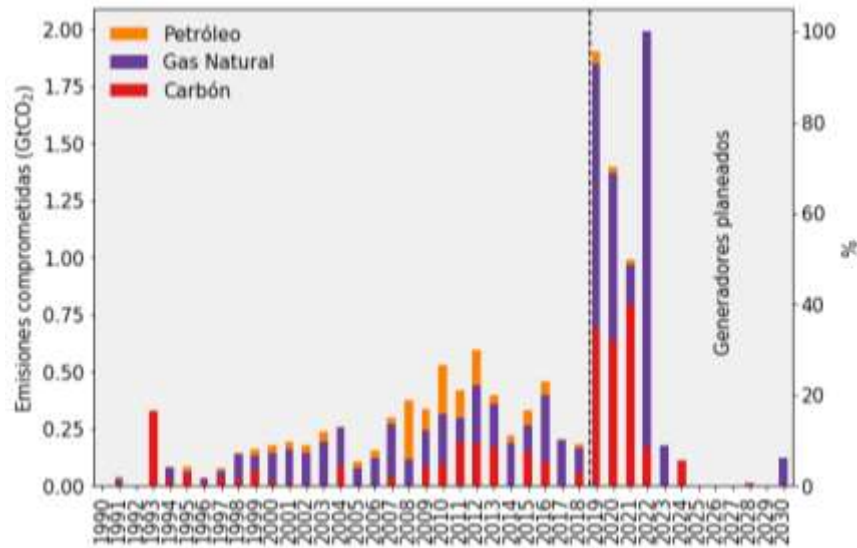


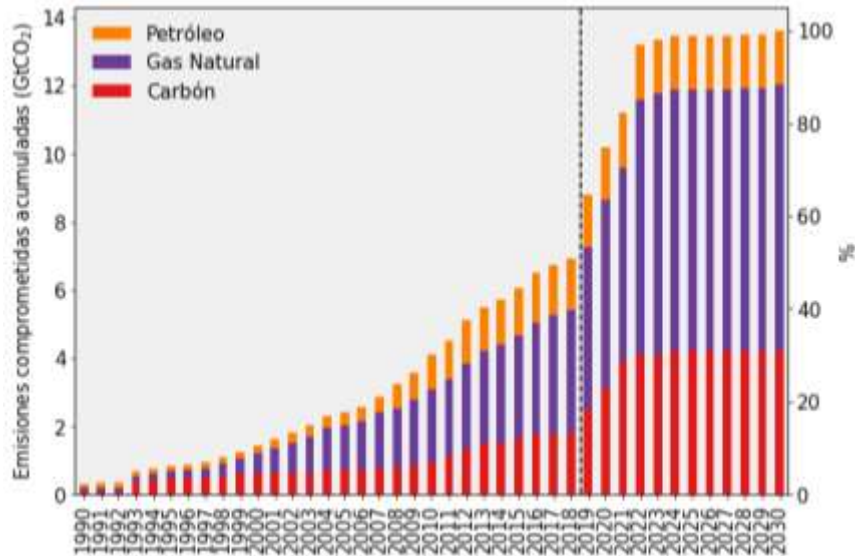
Figura 3. Emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas por país

La Figura 4 muestra la misma información por año de entrada en operación y combustible. Cada barra en la Figura 4.A corresponde a las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas agregadas en un año específico en el pasado. Las emisiones

comprometidas agregadas por los generadores operativos en los años 90 provienen principalmente del carbón. El gas natural comenzó a ganar importancia en la región a finales de los años 90 y se convirtió en el principal contribuyente de emisiones comprometidas a partir del 2001. La Figura 4.B presenta la información de la Figura 4.A, pero de forma acumulada. Se muestra que, aunque las emisiones comprometidas han crecido aproximadamente de manera lineal en las dos últimas décadas, la construcción de todas las centrales eléctricas que aparecen como *planeadas* en el PPT duplicaría aproximadamente las emisiones comprometidas en sólo 4 años. (De nuevo, esta evaluación no realiza una predicción de cuántas de las unidades planeadas en el PPT se construirán realmente).



(A) Emisiones comprometidas.



(B) Emisiones comprometidas acumuladas.

Figura 4. Emisiones comprometidas por combustible y año de puesta en marcha. El panel A muestra las emisiones comprometidas restantes en 2019 agrupadas por la fecha en que se construyeron los generadores eléctricos existentes. El panel B muestra la misma información de forma acumulada.

Las emisiones comprometidas de las centrales en construcción y en proceso de licitación suman 4,3 GtCO₂, mientras que las autorizadas y anunciadas añadirían 1,4 GtCO₂ y 0,9 GtCO₂, respectivamente. Más de la mitad (62%) de las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas planeadas provienen de generadores de gas natural, que añadirían 4,1 GtCO₂. Las cantidades más grandes serían agregadas por Brasil (1,9 GtCO₂) y México (1,1GtCO₂). Este hallazgo es consistente con los resultados anteriores que ponen en tela de juicio en papel de las nuevas térmicas a gas en la transición energética en la región hacia las energías renovables (Binsted et al., 2018). La construcción de todas las centrales eléctricas planeadas en ALC añadiría tantas emisiones como las que emitirían todas las centrales existentes durante 28 años. Clausurar definitivamente las centrales eléctricas de gas natural planeadas darían como resultado una reducción del 31% del total de emisiones comprometidas. No construir todas las centrales de carbón planeadas representaría una reducción del 17% del total de emisiones comprometidas.

El hallazgo de 6,7 GtCO₂ es ligeramente menor, aunque cercano a los 6,9 GtCO₂ reportados por Pfeiffer *et al.* (2018) para ALC. Pfeiffer *et al.* (2018) usaron cinco bases de datos y asignaron a los generadores reportados como en construcción y planeados al inicio del 2017 como aquellos generadores que efectivamente van a entrar en operación. El factor de emisión utilizado por estos autores fue por combustibles y el poder calorífico histórico reportado por la AIE. En este trabajo se usó solamente la base de datos del PPT que incluye los generadores clasificados como anunciados, autorizados, en proceso de licitación y en construcción a principios de 2019. Los factores de emisión fueron calculados por país y combustible a partir de ENERDATA (2019).

La Figura 5 ilustra las emisiones comprometidas frente a las emisiones actuales. Por ejemplo, los puntos rojos a la derecha indican que el sector eléctrico en México emite actualmente 120 MtCO₂/año, pero las emisiones del sector durante la vida útil de los generadores en operación serán de 1,8 GtCO₂ y la adición de las centrales eléctricas planeadas elevaría las emisiones a 3 GtCO₂. El caso de Brasil es el más contrastante. En la actualidad, Brasil emite 42 MtCO₂/año. Sin embargo, las emisiones comprometidas de las centrales existentes serán de 0,9 GtCO₂ a lo largo de su vida útil. Esta cantidad aumentará hasta 3,6 GtCO₂ si se llegaran a construir todas las centrales planeadas. En otras palabras, la suma de las emisiones comprometidas de las centrales existentes y planeadas en Brasil representaría 87 años de emisiones actuales de CO₂. El Mapa 1 muestra que Brasil es el caso más extremo según esa métrica. En promedio, en la región, las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas suman 34 años de emisiones actuales.

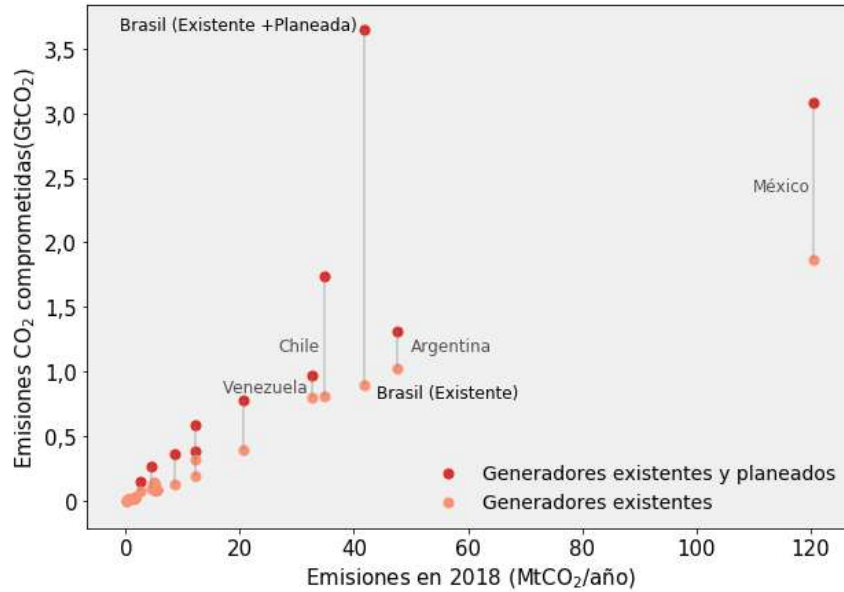
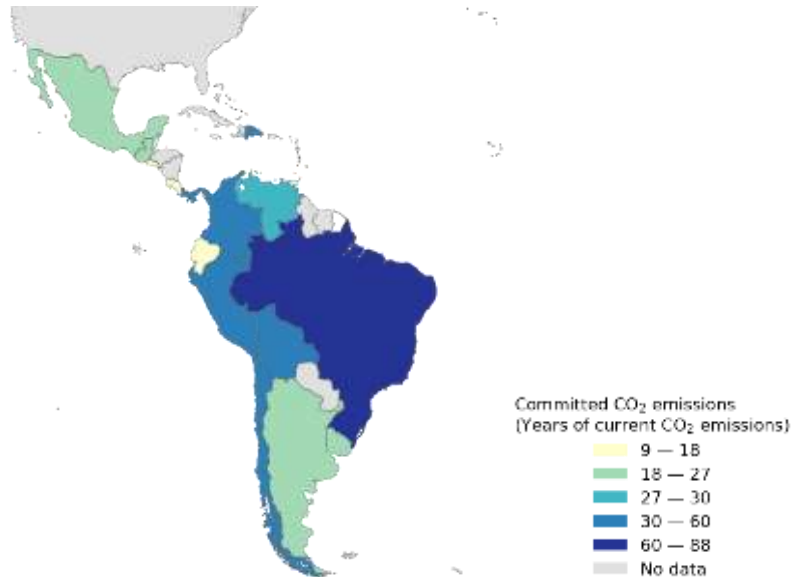


Figura 5. Emisiones en 2018 frente a las emisiones comprometidas totales. Las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas se muestran en colores oscuros, mientras que las centrales eléctricas existentes se muestran en colores claros.



Mapa 1: Emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas por país, expresadas como años de emisiones actuales del sector eléctrico.

La Tabla 3 muestra la intensidad de carbono de la generación eléctrica de los cuatro principales países emisores de CO₂ de ALC en 2012 (OECD 2015), 2018 (ENERDATA, 2019b) y 2030. La producción de electricidad fue calculada a partir de las capacidades de todos

las centrales en operación y planeadas (tanto renovables como de combustibles fósiles) y el cociente entre electricidad y capacidad actuales (ENERDATA 2019b) . Si todas las centrales planeadas se construyeran en Brasil, la intensidad de carbono de la electricidad sería de 134 gCO₂/kWh, que es un 61% más alta que la intensidad actual.

Tabla 1. Intensidad de carbono de la generación eléctrica (gCO₂/kWh)

País	OCDE (2012)	ENERDATA (2018)	Proyección propia (2030).
Brasil	55	83	134
México	549	384	265
Chile	444	771	740
Argentina**	N/A	353	297

** El informe incluye 41 países de la OCDE, Argentina no fue contemplada en este informe (OECD, 2015).

3.2 Compatibilidad del capital social con los presupuestos de carbono restantes.

La Figura 6 muestra los presupuestos de carbono para el sector eléctrico de ALC calculados a partir de los escenarios reportados en Huppmann *et al.* (2018a). En los escenarios compatibles con 1,5°C, los presupuestos de carbono oscilan entre 1,1 GtCO₂ a 13,5 GtCO₂, con un promedio de 5,8 GtCO₂. En los escenarios compatibles con 2°C, los presupuestos de carbono oscilan entre 1,7 GtCO₂ y 16 GtCO₂, con una media de 6,2 GtCO₂.

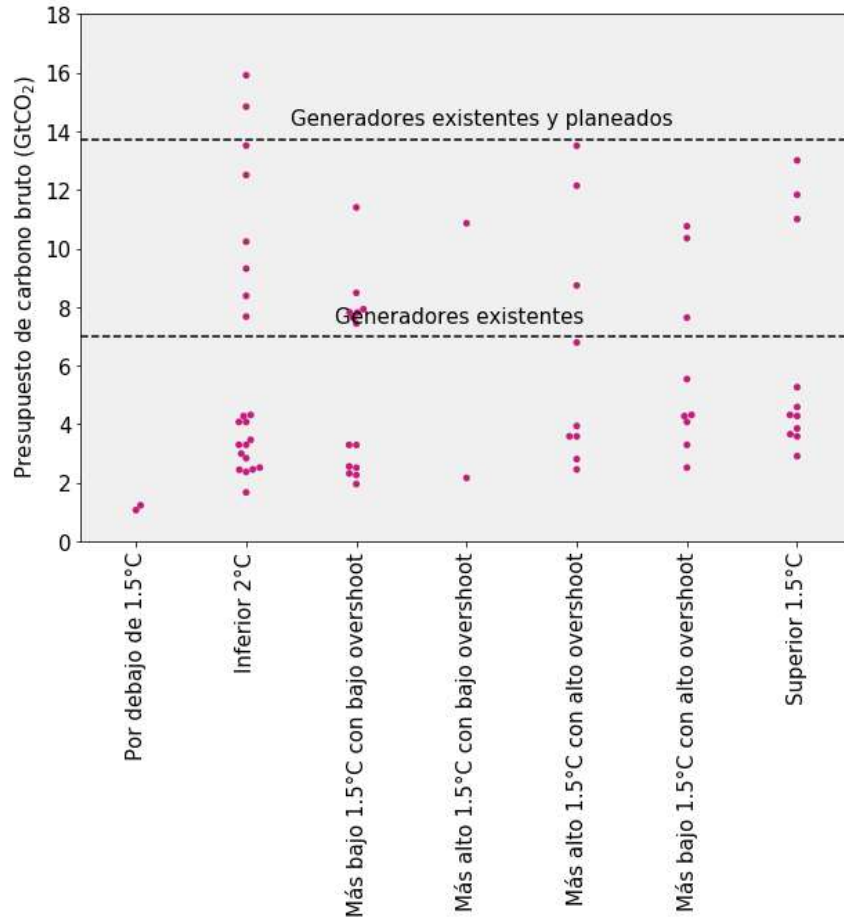


Figura 6. Comparación de las emisiones comprometidas de CO₂ en ALC (líneas discontinuas) con los presupuestos de generación de carbono calculados a partir de los escenarios del reportados en el informe del IPCC para 1,5°C (puntos)

Las emisiones comprometidas de los generadores existentes (6,9 GtCO₂) están, por lo tanto, dentro del rango de los presupuestos de carbono del sector de generación de energía eléctrica de ALC consistentes con los escenarios de 1,5°C a 2°C. Sin embargo, están por encima del 60% de los presupuestos de carbono reportados en los escenarios del IPCC que mantendrían el aumento de la temperatura global por debajo de 1,5°C, y por encima del 50% de los presupuestos de carbono que mantendrían la temperatura por debajo de 2°C. Si se construyen todas las centrales eléctricas planeadas, las emisiones comprometidas superarían el 90% de los escenarios del presupuesto de carbono consistentes con 1,5°C o 2°C.

Lo anterior sugiere que, para alcanzar los objetivos climáticos

establecidos en el Acuerdo de París, aproximadamente⁸ 52% a 55% de las centrales eléctricas de combustibles fósiles existentes y planeadas en América Latina tendrán que ser subutilizadas, retiradas anticipadamente, o modernizadas con altas inversiones en tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CAC) o costosas mejoras de eficiencia o —en otras palabras— abandonadas.

3.3 Sensibilidad de los hallazgos

Un análisis de sensibilidad fue realizado para evaluar el grado en que las conclusiones de este estudio dependen de los supuestos adoptados de vida útil y factores de emisión.

Con una vida útil de 37 años para los generadores de carbón, cada año adicional de operación después de su vida útil aumentaría las emisiones comprometidas de los generadores a carbón en operación (1,8 GtCO₂) en 0,09 GtCO₂ (+5,12%). Para los generadores a carbón planeados, cada año adicional de vida útil aumentaría las emisiones comprometidas de 2,41 GtCO₂ a 2,47 GtCO₂ (2,70%). Con una vida útil de 35 años para los generadores a gas, cada año adicional de vida útil aumentaría las emisiones comprometidas de las unidades operativas (3,60 GtCO₂) en 0,15 GtCO₂ (+4,26%). Las emisiones comprometidas de los generadores a gas planeados (4,18 GtCO₂) aumentarían en 0,12 GtCO₂ (+2,86%) por cada año adicional.

Las vidas útiles usadas se han calibrado partiendo de promedios históricos típicos. En el sector privado, sin embargo, los tiempos de amortización pueden ser más cortos que los tiempos de vida técnica. Por ejemplo, los términos contractuales en las subastas de ALC varían de 15 a 30 años, y la mayoría de los países adoptan un tiempo de contrato de 20 años (Mejdalani et al., 2019).

Si las centrales eléctricas sólo se utilizaran durante el tiempo típico de retorno de inversión, las emisiones comprometidas serían menores. Para cuantificar dicho supuesto y proporcionar un límite inferior a nuestras estimaciones de emisiones comprometidas, se analizó el impacto de mantener operativas las centrales eléctricas nuevas y existentes solo durante 15 años. La Figura 7 compara los

⁸ Simplemente reportamos la razón de las emisiones comprometidas al presupuesto de carbono promedio, menos el 100%.

resultados de las emisiones comprometidas utilizando el supuesto de vida útil de referencia y el tiempo de amortización más corto.

Con una vida útil de 15 años, las emisiones comprometidas de las centrales existentes y planeadas serían menores (5,3 GtCO₂, un 40% de la estimación de referencia). De hecho, estarían por debajo de la estimación de las emisiones comprometidas de los generadores existentes operados durante la vida útil típica (6,3 GtCO₂) y los presupuestos de carbono promedio del IPCC. Sin embargo, las emisiones comprometidas de los generadores existentes (2,8 GtCO₂) aún estarían por encima del 20% de los presupuestos de carbono que mantendrían el aumento de la temperatura por debajo de 1,5-2°C, y la adición de las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas planeadas superaría el 50% de los presupuestos de carbono consistentes con 1,5°C o 2°C.

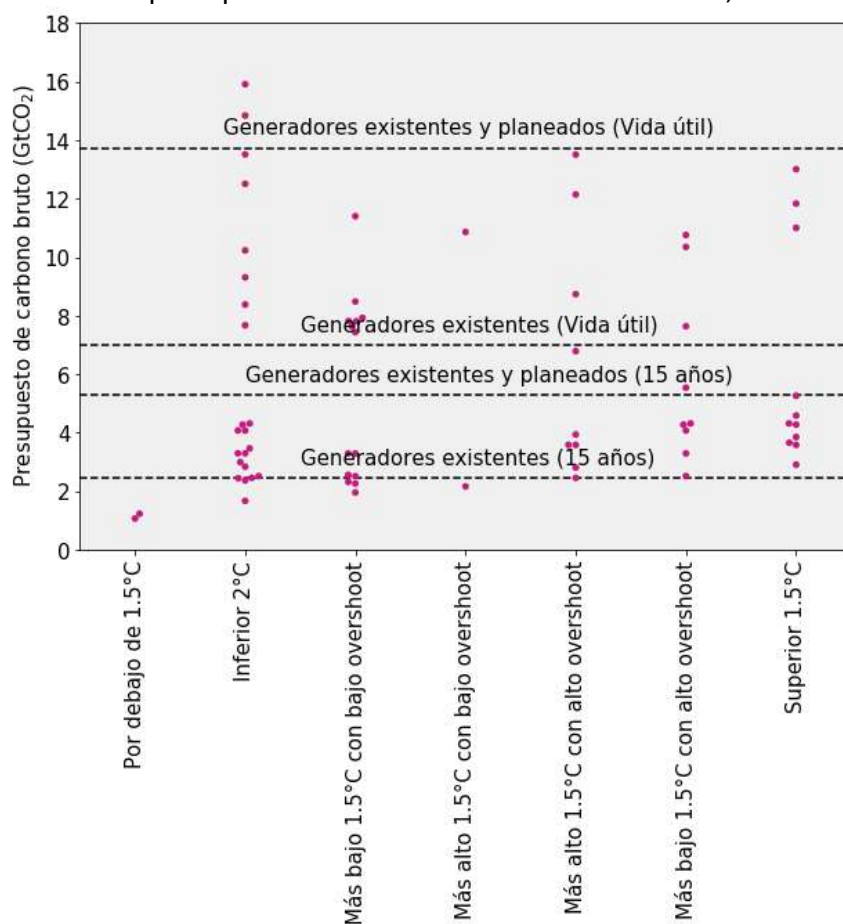


Figura 7. Emisiones de CO₂ comprometidas procedentes de las centrales eléctricas existentes y planeadas en ALC, en comparación con varias estimaciones de los presupuestos de carbono (comparación de una vida útil técnica larga frente a una vida útil consistente con tiempos de amortización cortos)

También fueron analizados diferentes fuentes de datos. Se hizo una simulación utilizando el factor de emisión calculado con la variable emisiones de CO₂ de *la producción de electricidad y calor* de (IEA, 2018b) y *la producción de electricidad de las centrales eléctricas* de los balances de energía (IEA, 2018a) en lugar de Enerdata. Utilizando los datos de la IEA (y de nuevo considerando la vida útil de referencia), las emisiones comprometidas tanto de los generadores en operación como de los planeados aumentarían de 13,6 GtCO₂ a 17,52 GtCO₂ (+29%), lo que quizá puede reflejar que IEA incluye en sus números la "generación de calor" en el cálculo de las emisiones de CO₂. El uso de la IEA como fuente de datos aumentaría así nuestra estimación de la cantidad de activos que se necesitaría clausurar para cumplir con el presupuesto de carbono promedio de los escenarios reportados por el IPCC.

4 Discusión y conclusión

Las estimaciones sobre el riesgo de activos abandonados proporcionan una aproximación del posible trastorno que pueden enfrentar los propietarios de los generadores, los trabajadores del sector y las comunidades, durante una transición energética basada en tecnologías limpias de conformidad con los objetivos del Acuerdo de París. No se cuantifica la fracción de las inversiones en energía que resultarían ser pérdidas netas para sus propietarios desde una perspectiva financiera (Vermeulen et al., 2018). Cabe anotar que menores tasas de utilización no necesariamente significan menores rendimientos económicos, aunque pueden suponer un costo para los recursos públicos o para los consumidores. Incluso con menores tasas de utilización, el valor de la energía generada por las centrales eléctricas de combustibles fósiles y el valor de la reserva de energía que pueden proporcionar son partes importantes de la ecuación.

A pesar de esas limitaciones, los resultados ilustran cómo los compromisos internacionales en materia de cambio climático son importantes para los planificadores de infraestructura eléctrica, incluso en los países en vías de desarrollo con bajas emisiones de carbono en el sector eléctrico.

El caso de Brasil es el más contrastante. Aunque el sector eléctrico del país actualmente sólo emite 42 MtCO₂, las centrales eléctricas existentes están en camino de emitir un total de 890 MtCO₂ durante su vida útil. El escenario es aún peor con la construcción de todos los generadores operados con combustibles fósiles que

han sido anunciados, autorizados, están en proceso de adquisición o en construcción en el país, lo que llevaría las emisiones comprometidas a 3,6 GtCO₂, representando 87 años de emisiones actuales. Las centrales eléctricas a gas natural planeadas serían responsables de la mayor parte de las emisiones comprometidas de las centrales planeadas, añadiendo 2,3 GtCO₂.

Aunque el caso brasilero es un ejemplo extremo, estos resultados se aplican ampliamente a la región. Actualmente el sector de generación de electricidad en ALC sólo emite 357 MtCO₂ (Enerdata 2019a) pero la puesta en operación de los proyectos de generación de energía eléctrica con combustibles fósiles reflejados en el PPT de Enerdata podría llevar a unas emisiones comprometidas de 6,7 GtCO₂, o 46 años de emisiones actuales. Con estos resultados, entre el 10% y el 16% de las centrales eléctricas de combustibles fósiles existentes en la región deberían ser abandonadas para cumplir con el presupuesto de carbono promedio reportado por el IPCC. Basado en costos promedio de inversión reportados por Soria *et al.* (2016) y Carvajal *et al.* (2019), el costo de inversión total correspondiente a estas centrales abandonadas estaría aproximadamente entre \$27 mil millones y \$44 mil millones de dólares. Más de la mitad de las emisiones comprometidas provienen de las nuevas centrales eléctricas planeadas. Si las centrales eléctricas planeadas se implementan en su totalidad, entre el 52% y 55% de todas las plantas deberían ser abandonadas para cumplir con el promedio de los presupuestos de carbono reportados por el IPCC. El costo total de la inversión ascendería hasta \$231 mil millones y \$244 mil millones de dólares.

En última instancia, evaluar la compatibilidad de cualquier adición de un generador térmico con los objetivos del Acuerdo de París es mucho más complejo que el análisis presentado en este trabajo. No obstante, la clave para que los gobiernos lo hagan podría estar en formular una política energética nacional de largo plazo que tenga como objetivo lograr una generación eléctrica neta cero carbono para el año 2050 y trabajar así desde ahora para establecer planes de trabajo sectoriales que conduzcan a ese objetivo (Binsted *et al.*, 2018; Fay *et al.*, 2015; Pathak, 2017; Waisman *et al.*, 2019). Los países de la región y a nivel internacional ya han comenzado a usar tales herramientas para decidir los planes de expansión y el cierre programado de las centrales eléctricas de carbón existentes, teniendo en cuenta las repercusiones sociales, técnicas y económicas que ello puede traer (O’Ryan, 2019; Wacket, 2019).

5 Agradecimientos

Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad exclusiva de los autores. No reflejan necesariamente las opiniones del Banco Interamericano de Desarrollo o de los países que representa. Esta investigación recibió financiación del proyecto IDB RG-T3193.

1 Referencias

- Audoly, R., Vogt-Schilb, A., Guivarch, C., Pfeiffer, A., 2018. Pathways toward zero-carbon electricity required for climate stabilization. *Applied Energy* 225, 884–901. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.026>
- Bertram, C., Luderer, G., Pietzcker, R.C., Schmid, E., Kriegler, E., Edenhofer, O., 2015. Complementing carbon prices with technology policies to keep climate targets within reach. *Nature Climate Change* 5, 235–239. <https://doi.org/10.1038/nclimate2514>
- Binsted, M., Iyer, G., Edmonds, J., McJeon, H., Miralles-Wilhelm, F., Vogt-Schilb, A., 2018. Implications of the Paris Agreement for Stranded Assets in Latin America and the Caribbean.
- Cadena, A., 2019. Alignment between expansion plans and Intended Nationally Determined Contributions in LAC. Work in progress.
- Calderón, S., Alvarez, A.C., Loboguerrero, A.M., Arango, S., Calvin, K., Kober, T., Daenzer, K., Fisher-Vanden, K., 2016. Achieving CO₂ reductions in Colombia: Effects of carbon taxes and abatement targets. *Energy Economics* 56, 575–586. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.05.010>
- Carvajal, P.E., Li, F.G.N., Soria, R., Cronin, J., Anandarajah, G., Mulugetta, Y., 2019. Large hydropower, decarbonisation and climate change uncertainty: Modelling power sector pathways for Ecuador. *Energy Strategy Reviews* 23, 86–99. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.12.008>
- Clarke, L., McFarland, J., Octaviano, C., van Ruijven, B., Beach, R., Daenzer, K., Herreras Martínez, S., Lucena, A.F.P., Kitous, A., Labriet, M., Loboguerrero Rodriguez, A.M., Mundra, A., van der Zwaan, B., 2016. Long-term abatement potential and current policy trajectories in Latin American countries. *Energy Economics* 56, 513–525. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.01.011>
- Coulomb, R., Lecuyer, O., Vogt-Schilb, A., 2018. Optimal transition from coal to gas and renewable power under capacity constraints and adjustment costs. *Environmental & Resource Economics*.

- Davis, S.J., Caldeira, K., Matthews, H.D., 2010. Future CO₂ Emissions and Climate Change from Existing Energy Infrastructure. *Science* 329, 1330–1333. <https://doi.org/10.1126/science.1188566>
- Davis, S.J., Lewis, N.S., Shaner, M., Aggarwal, S., Arent, D., Azevedo, I.L., Benson, S.M., Bradley, T., Brouwer, J., Chiang, Y.-M., Clack, C.T.M., Cohen, A., Doig, S., Edmonds, J., Fennell, P., Field, C.B., Hannegan, B., Hodge, B.-M., Hoffert, M.I., Ingersoll, E., Jaramillo, P., Lackner, K.S., Mach, K.J., Mastrandrea, M., Ogden, J., Peterson, P.F., Sanchez, D.L., Sperling, D., Stagner, J., Trancik, J.E., Yang, C.-J., Caldeira, K., 2018. Net-zero emissions energy systems. *Science* 360, eaas9793. <https://doi.org/10.1126/science.aas9793>
- Davis, S.J., Socolow, R.H., 2014. Commitment accounting of CO₂ emissions. *Environmental Research Letters* 9. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/8/084018>
- de Queiroz, A.R., Faria, V.A.D., Lima, L.M.M., Lima, J.W.M., 2019. Hydropower revenues under the threat of climate change in Brazil. *Renewable Energy* 873–882. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.050>
- Di Sbroiavacca, N., Nadal, G., Lallana, F., Falzon, J., Calvin, K., 2016. Emissions reduction scenarios in the Argentinean Energy Sector. *Energy Economics* 56, 552–563. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.03.021>
- Edenhofer, O., Steckel, J.C., Jakob, M., Bertram, C., 2018. Reports of coal's terminal decline may be exaggerated. *Environ. Res. Lett.* 13, 024019. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aaa3a2>
- ENERDATA, 2019a. Power Plan Tracker.
- ENERDATA, 2019b. Country Dashboard.
- Fay, M., Hallegatte, S., Vogt-Schilb, A., Rozenberg, J., Narloch, U., Kerr, T., 2015. Decarbonizing Development: Three Steps to a Zero-Carbon Future. World Bank Publications, Washington DC, USA.
- Gambhir, A., Green, F., Pearson, P.J.G., 2018. Towards a just and equitable low-carbon energy transition (Grantham Institute Briefing paper No 26). Imperial College London.

- Grubb, M., Mercure, J., Salas, P., Lange, R., Sognaes, I., 2018. Systems Innovation, Inertia and Pliability: A mathematical exploration with implications for climate change abatement (Working Paper). University of Cambridge.
- Hallegatte, S., Fay, M., Vogt-Schilb, A., 2013. Green Industrial Policies: When and How. World Bank Policy Research Working Paper.
- Huppmann, D., Kriegler, E., Krey, V., Riahi, K., Rogelj, J., Rose, S.K., Weyant, J., Bauer, N., Bertram, C., Bosetti, V., Calvin, K., Doelman, J., Drouet, L., Emmerling, J., Frank, S., Fujim, S., Zhang, R., 2018a. IAMC 1.5°C Scenario Explorer hosted by IIASA. <https://doi.org/10.22022/SR15/08-2018.15429>
- Huppmann, D., Rogelj, J., Kriegler, E., Krey, V., Riahi, K., 2018b. A new scenario resource for integrated 1.5 °C research. *Nature Climate Change* 1–4. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0317-4>
- IEA, 2018a. Extended world energy presupuestos. <https://doi.org/10.1787/4bcaaac5-en>
- IEA, 2018b. IEA CO2 Emissions from Fuel Combustion Statistics (database). <https://doi.org/10.1787/data-00430-en>
- IIASA, 2017. Evaluating Process-Based Integrated Assessment Models of Climate Change Mitigation.
- ILO, 2018. World Employment and Social Outlook 2018: Greening with jobs. International Labor Organization.
- IPCC, 2018. Global warming of 1.5°C An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change.
- IRENA, 2016. Renewable Energy Market Analysis: Latin America, Irena. http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_GCC_2016.pdf
- Iyer, G.C., Edmonds, J.A., Fawcett, A.A., Hultman, N.E., Alsalam, J., Asrar, G.R., Calvin, K.V., Clarke, L.E., Creason, J., Jeong, M., Kyle, P., McFarland, J., Anupriya Mundra, Patel,

P., Shi, W., McJeon, H.C., 2015. The contribution of Paris to limit global warming to 2 °C. *Environ. Res. Lett.* 10, 125002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/12/125002>

Jenkins, J.D., 2014. Political economy constraints on carbon pricing policies: What are the implications for economic efficiency, environmental efficacy, and climate policy design? *Energy Policy* 69, 467–477. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.02.003>

Lucena, A.F.P., Clarke, L., Schaeffer, R., Szklo, A., Rochedo, P.R.R., Nogueira, L.P.P., Daenzer, K., Gurgel, A., Kitous, A., Kober, T., 2016. Climate policy scenarios in Brazil : A multi-model comparison for energy. *Energy Economics* 56, 564–574. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.02.005>

Mejdalani, A., Soto, D.L., Antonio, K., Hallack, M., 2019. Promoting Renewable Generation in Latin America and The Caribbean: experiences and lessons from utility and distributed scale policies. Work in progress.

Millar, R., Allen, M., Rogelj, J., Friedlingstein, P., 2016. The cumulative carbon budget and its implications. *Oxford Review of Economic Policy* 32, 323–342. <https://doi.org/10.1093/oxrep/grw009>

Nemet, G.F., Jakob, M., Steckel, J.C., Edenhofer, O., 2017. Addressing policy credibility problems for low-carbon investment. *Global Environmental Change* 42, 47–57. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2016.12.004>

Octaviano, C., Paltsev, S., Gurgel, A.C., 2016. Climate change policy in Brazil and Mexico: Results from the MIT EPPA model. *Energy Economics* 56, 600–614. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.04.007>

OECD, 2015. *Climate Change Mitigation: Policies and progress*, Climate Change Mitigation. Paris. <https://doi.org/10.1787/9789264238787-en>

OECD/IEA, 2018. *World Energy Investment*. <https://doi.org/10.1787/9789264301351-en>

OLADE, 2018. *Política Eléctrica y NDCs En América Latina y El Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía.

- O’Ryan, F., 2019. Mesa de descarbonización concluye con positivo presupuesto de la industria. La Tercera.
- Paredes, J.R., 2017. La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina. <https://doi.org/10.18235/0000937>
- Pathak, S., 2017. Why Develop 2050 Pathways? 2050 Pathways Platform.
- Pereira de Lucena, A.F., Schaeffer, R., Fleming, F.P., Boulahya, M.S., Harrison, M., Szklo, A.S., Pupo Nogueira, L.P., Moreira Cesar Borba, B.S., Troccoli, A., 2011. Energy sector vulnerability to climate change: A review. *Energy* 38, 1–12. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.11.056>
- Pfeiffer, A., Hepburn, C., Vogt-Schilb, A., Caldecott, B., 2018. Committed emissions from existing and planned power plants and asset stranding required to meet the Paris Agreement. *Environmental Research Letters* 13. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aabc5f>
- Pfeiffer, A., Millar, R., Hepburn, C., Beinhocker, E., 2016. The ‘2°C capital stock’ for electricity generation: Committed cumulative carbon emissions from the electricity generation sector and the transition to a green economy. *Applied Energy* 179, 1395–1408. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.093>
- Rogelj, J., den Elzen, M., Höhne, N., Fransen, T., Fekete, H., Winkler, H., Schaeffer, R., Sha, F., Riahi, K., Meinshausen, M., 2016. Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2 °C. *Nature* 534, 631–639. <https://doi.org/10.1038/nature18307>
- Rogelj, J., Schaeffer, M., Meinshausen, M., Knutti, R., Alcamo, J., Riahi, K., Hare, W., 2015. Zero emission targets as long-term global goals for climate protection. *Environmental Research Letters* 10, 105007. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/10/105007>
- Rotmans, J., van Asselt, M., Asselt, M.B.A. Van, 2001. Uncertainty in integrated assessment modelling: A labyrinthic path. *Integrated Assessment* 2, 43–55.
- Rozenberg, J., Vogt-Schilb, A., Hallegatte, S., 2018. Instrument

choice and stranded assets in the transition to clean capital.
Journal of Environmental Economics and Management.
<https://doi.org/10.1016/j.jeem.2018.10.005>

Sachs, J.D., Schmidt-Traub, G., Williams, J., 2016a. Pathways to zero emissions. *Nature Geoscience* 9, 799–801.
<https://doi.org/10.1038/ngeo2826>

Sachs, J.D., Schmidt-Traub, G., Williams, J., 2016b. Pathways to zero emissions. *Nature Geoscience* 9, 799–801.
<https://doi.org/10.1038/ngeo2826>

Shearer, C., Fofrich, R., Davis, S.J., 2017. Future CO2 emissions and electricity generation from proposed coal-fired power plants in India. *Earth's Future* 5, 2017EF000542.
<https://doi.org/10.1002/2017EF000542>

Smith, C.J., Forster, P.M., Allen, M., Fuglestedt, J., Millar, R.J., Rogelj, J., Zickfeld, K., 2019. Current fossil fuel infrastructure does not yet commit us to 1.5 °C warming. *Nature Communications* 10, 101.
<https://doi.org/10.1038/s41467-018-07999-w>

Smith, P., Davis, S.J., Creutzig, F., Fuss, S., Minx, J., Gabrielle, B., Kato, E., Jackson, R.B., Cowie, A., Kriegler, E., van Vuuren, D.P., Rogelj, J., Ciais, P., Milne, J., Canadell, J.G., McCollum, D., Peters, G., Andrew, R., Krey, V., Shrestha, G., Friedlingstein, P., Gasser, T., Grubler, A., Heidug, W.K., Jonas, M., Jones, C.D., Kraxner, F., Littleton, E., Lowe, J., Moreira, J.R., Nakicenovic, N., Obersteiner, M., Patwardhan, A., Rogner, M., Rubin, E., Sharifi, A., Torvanger, A., Yamagata, Y., Edmonds, J., Yongsung, C., 2016. Biophysical and economic limits to negative CO2 emissions. *Nature Climate Change* 6, 42–50.
<https://doi.org/10.1038/nclimate2870>

Soito, J.L.D.S., Freitas, M.A.V., 2011. Amazon and the expansion of hydropower in Brazil: Vulnerability, impacts and possibilities for adaptation to global climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15, 3165–3177.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.04.006>

Soria, R., Lucena, A.F.P., Tomaschek, J., Fichter, T., Haasz, T., Szklo, A., Schaeffer, R., Rochedo, P., Fahl, U., Kern, J., 2016. Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling

approach. *Energy* 116, 265–280.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.080>

UNEP, 2017. The Emissions Gap Report 2017: A UN Environment Synthesis Report. United Nations Environment Programme.

United Nations, 2015. Paris Agreement. United Nations Treaty Collection, New York, USA.

van der Zwaan, B., Kober, T., Calderon, S., Clarke, L., Daenzer, K., Kitous, A., Labriet, M., Lucena, A.F.P., Octaviano, C., Di Sbroiavacca, N., 2016. Energy technology roll-out for climate change mitigation: A multi-model study for Latin America. *Energy Economics* 56, 526–542.
<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.11.019>

Van Vliet, M.T.H., Wiberg, D., Leduc, S., Riahi, K., 2016. Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. *Nature Climate Change* 6, 375–380. <https://doi.org/10.1038/nclimate2903>

Vergara, W., Fenhann, J.V., Schletz, M.C., 2016. Carbono Cero América Latina—Una vía para la descarbonización neta de la economía regional para mediados de este siglo: Documento de visión.

Vermeulen, R., Schets, E., Lohuis, M., Kölbl, B., Jansen, D.-J., Heeringa, W., 2018. An energy transition risk stress test for the financial system of the Netherlands, Occasional studies 16-7. De Nederlandsche Bank.

Vogt-Schilb, A., Hallegatte, S., 2017. Climate policies and nationally determined contributions: reconciling the needed ambition with the political economy. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment* 6, 1–23.
<https://doi.org/10.1002/wene.256>

Wacket, M., 2019. Germany to phase out coal by 2038 in move away from fossil fuels. Reuters.

Waisman, H., Bataille, C., Winkler, H., Jotzo, F., Shukla, P., Colombier, M., Buira, D., Criqui, P., Fishedick, M., Kainuma, M., Rovere, E.L., Pye, S., Safonov, G., Siagian, U., Teng, F., Virdis, M.-R., Williams, J., Young, S., Anandarajah, G., Boer, R., Cho, Y., Denis-Ryan, A., Dhar, S., Gaeta, M., Gesteira, C., Haley, B., Hourcade, J.-C., Liu,

Q., Lugovoy, O., Masui, T., Mathy, S., Oshiro, K., Parrado, R., Pathak, M., Potashnikov, V., Samadi, S., Sawyer, D., Spencer, T., Tovilla, J., Trollip, H., 2019. A pathway design framework for national low greenhouse gas emission development strategies. *Nature Climate Change* 9, 261. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0442-8>

Weyant, J., 2017. Some Contributions of Integrated Assessment Models of Global Climate Change. *Review of Environmental Economics and Policy* 11, 115–137. <https://doi.org/10.1093/reep/rew018>

Williams, J.H., DeBenedictis, A., Ghanadan, R., Mahone, A., Moore, J., Morrow, W.R., Price, S., Torn, M.S., 2012. The Technology Path to Deep Greenhouse Gas Emissions Cuts by 2050: The Pivotal Role of Electricity. *Science* 335, 53–59. <https://doi.org/10.1126/science.1208365>

Williamson, P., 2016. Scrutinize CO₂ removal methods. *Nature* 530, 153–155.

Yépez-García, R.A., Hallack, M., Ji, Y., López Soto, D., 2018a. The Energy Path of Latin America and the Caribbean. Inter-American Development Bank.

Yépez-García, R.A., Ji, Y., Hallack, M., López Soto, D., 2018b. The energy path of Latin America and the Caribbean. Washington D.C.

Apéndice 1. Intensidad de carbono de la electricidad (gCO₂/kWh) en 2018

	Carbono, turba y esquistos bituminosos.	Gas natural	Petróleo
Argentina	669	414	705
Bolivia		610	953
Brasil	624	344	421
Chile	916	411	745
Colombia	872	305	469
Costa Rica			679
República Dominicana	979	472	443
Ecuador		290	515
El Salvador			582
Guatemala	1.115		622
Jamaica			415
México	1.048	327	631
Panamá	1.118		636
Perú	1.030	446	695
Trinidad y Tobago		523	
Uruguay			763
Venezuela		563	971
Media	930	427	640

Apéndice 2. Capacidad operativa instalada y planeada por país.

País	Actual	Futura
Argentina	37,62	20,66
Bolivia	2,54	15,26
Brasil	166,15	145,75
Chile	24,27	41,08
Colombia	17,35	19,80
Costa Rica	3,65	1,28
República Dominicana	4,43	1,55
Ecuador	8,32	16,52
El Salvador	2,00	1,09
Guatemala	4,30	1,42
Jamaica	1,26	0,71
México	80,85	54,61
Panamá	3,72	9,94
Paraguay	8,80	2,06
Perú	13,42	37,11

Trinidad y Tobago	2,39	
Uruguay	4,71	0,65
Venezuela	31,89	8,11

Apéndice 3. Emisiones proyectadas de los generadores en operación y planeados

