

El Sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas

Alarcón, Arturo D.

División de Energía
Sector de Infraestructura
y Energía

**NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-1405**

El Sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas

Alarcón, Arturo D.

Junio 2018

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Alarcón, Arturo D.

El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: desarrollo, potencial y perspectivas / Arturo D. Alarcón.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 1405)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Hydroelectric power plants-Latin America. 2. Hydroelectric power plants-Caribbean Area. 3. Water-power-Latin America. 4. Water-power-Caribbean Area. I. Banco Interamericano de Desarrollo.

División de Energía. II. Título. III. Serie.

IDB-TN-1405

Códigos JEL: 013, L940, Q400, Q420, Q540, Q550

Palabras clave: Energía, Sector Eléctrico, Hidroelectricidad, Cambio Climático, Tecnologías Limpias, América Latina y el Caribe

<http://www.iadb.org>

Copyright© 2018 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creativa 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.



INDICE DE CONTENIDOS

- 1. Introducción 5
- 2. Desarrollo Histórico 6
 - 2.1. Primera Etapa 1880-1970 6
 - 2.2. Segunda Etapa 1970-1990 7
 - 2.3. Tercera Etapa 1990-2010 10
 - 2.4. 2010-2015 14
 - 2.5. Desarrollo Futuro 17
- 3. Potencial y Perspectiva de Desarrollo 18
 - 3.1. Potencial Hidroeléctrico 18
 - 3.2. Densidad del Potencial Hidroeléctrico 22
 - 3.3. Desarrollo Futuro del Potencial Hidroeléctrico 25
 - 3.4 Potencial de Rehabilitación 26
 - 3.5. Potencial de Almacenamiento por Bombeo 31
- 4. Perspectivas de Desarrollo, Oportunidades y Desafíos 33
 - 4.1. Impactos Ambientales y Sociales 35
 - 4.2. Impacto del Cambio Climático en el Desarrollo Hidroeléctrico 37
 - 4.2.1. Impacto del Cambio Climático en el Potencial Hidroeléctrico 38
 - 4.2.2. Impacto del Cambio Climático en la Operación Hidroeléctrica y Medidas de Adaptación 40
 - 4.3. Costos y Financiamiento 41
 - 4.3.1. Costos de Inversión 42
 - 4.3.2. Costos Nivelados 44
 - 4.3.3 Financiamiento 46
 - 4.3.4. Sobrecostos y Sobretiempos 48
 - 4.3.5. Perspectivas de Reducción de Costos 49
- 5. Perspectivas, Conclusiones y Recomendaciones 50
- 6. Referencias 53
- Anexos 56
 - Anexo I - Evolución 1990 - 2010 58

1. INTRODUCCIÓN

La energía hidroeléctrica suministra más de la mitad de la energía eléctrica de Latinoamérica y el Caribe (LAC), convirtiendo a la matriz eléctrica de esta región en la más verde del planeta. La hidroelectricidad es una tecnología madura, confiable y de bajo costo. La posibilidad de almacenamiento y la capacidad de rápida respuesta son especialmente valoradas para hacer frente a las fluctuaciones estacionales en la demanda eléctrica, y para balancear las oscilaciones de fuentes de generación intermitentes (como la energía eólica y solar). Además de proveer energía renovable, los proyectos hidroeléctricos proporcionan otros beneficios como control de inundaciones, agua para riego, abastecimiento de agua en zonas urbanas, transporte fluvial y creación de empleo.

El desarrollo económico de Latinoamérica está ligado a la hidroelectricidad. El amplio potencial hidroeléctrico latinoamericano comenzó a ser explotado a fines del siglo XIX y, a partir de ese momento, ese aprovechamiento fomentó el establecimiento de empresas eléctricas, la extensión de los sistemas de transmisión, y la creación de capacidad técnica local. Actualmente, la hidroelectricidad aún se presenta como una de las alternativas para sustentar las necesidades de energía en las próximas décadas. Considerando que existe aún un vasto potencial hidroeléctrico no explotado, estimado en varias centenas de Giga-watts (GW), la mayor parte de los países de la región incluye la hidroelectricidad en sus planes energéticos, como una alternativa costo-efectiva para cubrir el crecimiento de la demanda, particularmente considerando la posibilidad de proyectos multipropósito. Asimismo, en un contexto donde existe la necesidad de diversificar las fuentes de energía (reduciendo las emisiones de carbono), la flexibilidad de operación de la generación hidroeléctrica y su posibilidad

de almacenamiento, permiten complementar el desarrollo de otras fuentes de energía renovable, como ser la energía eólica y solar, las cuales también existen en abundancia en LAC.

No obstante, el desarrollo hidroeléctrico futuro no está exento de desafíos. Es esencial la correcta identificación, mitigación y manejo de los impactos ambientales y sociales, así como la correcta estimación de los costos y plazos de ejecución de los nuevos emprendimientos. Asimismo, es necesario establecer mecanismos y herramientas adecuadas para la gestión de los riesgos comúnmente asociados al desarrollo de proyectos hidroeléctricos, a fin de facilitar su financiamiento en condiciones adecuadas. El cambio climático impone un reto adicional: la hidroelectricidad puede ser afectada por los impactos del cambio climático, pero a la vez puede ayudar a la adaptación y mitigación de estos impactos. En este escenario futuro, además del desarrollo de nuevos proyectos, la región deberá rehabilitar decenas de GW, que ya cumplieron o cumplirán su vida útil, considerando su necesidad de adaptación al cambio climático, y la posibilidad de mitigación de sus impactos.

Esta nota técnica explora las perspectivas de desarrollo de la hidroelectricidad de LAC. Inicialmente, revisa el desarrollo histórico del sector hidroeléctrico en la región. Posteriormente, explora el potencial existente, su distribución, y aprovechamiento actual, a manera de permitir identificar el potencial para desarrollo futuro. Los desafíos para este desarrollo son discutidos a continuación, incluyendo los impactos ambientales y sociales, el impacto del cambio climático, y los costos y necesidades de financiamiento¹.

¹Esta nota técnica no se adentra en una discusión sobre la tecnología hidroeléctrica, considerando que existe una amplitud de fuentes y bibliografía que ya exploran la temática en detalle.

2. DESARROLLO HISTÓRICO

El 2015 la hidroelectricidad generó 52% de la energía eléctrica de LAC, y la capacidad instalada hidroeléctrica representó 47% de la capacidad de generación total en la región [1]. Estas cifras están muy por encima del porcentaje de participación de la hidroelectricidad en la matriz eléctrica de otras regiones² y del promedio mundial (16,4% de la energía generada a nivel mundial fue hidroeléctrica en 2016), lo que ejemplifica claramente la importancia de este recurso para el desarrollo del sector eléctrico y de la economía en LAC. Al 2015, LAC tenía 15% de la capacidad instalada hidroeléctrica del mundo, con poco más del 8% de la población mundial. Sin embargo, y como puede esperarse, la evolución de la generación hidroeléctrica no ha sido uniforme entre los países de la región, ni a lo largo de los años, como podrá verse a continuación. El análisis a continuación ha sido dividido en etapas, que responden por un lado a la disponibilidad de información detallada (Primera etapa), y por otro, a los cambios tecnológicos y regulatorios que marcaron el desarrollo hidroeléctrico.

2.1. PRIMERA ETAPA 1880-1970

El desarrollo hidroeléctrico comenzó en Latinoamérica a fines del siglo XIX, inicialmente en Brasil (1883), Guatemala (1884) y Costa Rica (1884) como países pioneros, y luego en varios países de la región que entre 1890 y 1900 instalaron sus primeras plantas hidroeléctricas³. En un comienzo, el desarrollo hidroeléctrico estuvo vinculado al desarrollo de la minería, particularmente en México, Chile, Perú y Bolivia, como un insumo clave para esta actividad energéticamente intensiva, así como en Brasil. Para 1930, el 90% de la capacidad hidroeléctrica de la región estaba concentrada sólo en tres países (Brasil 47%, México 28% y Chile 12%), siendo ya Brasil el mayor productor de hidroelectricidad de LAC [2]. A esa fecha (1930), el 55% de la energía eléctrica de LAC provenía de la hidroelectricidad. En esta etapa

inicial, la mayor parte de las firmas en sector eléctrico de LAC eran de capitales extranjeros [3].

En las cuatro décadas siguientes (1930-1970), además de Brasil, México y Chile, la capacidad hidroeléctrica fue desarrollada también en Perú, Colombia, y Venezuela y en menor escala en Argentina y Uruguay. Durante este periodo fueron fundadas varias de las empresas, principalmente estatales, que fueron claves en el desarrollo hidroeléctrico latinoamericano, como la CFE de México (1937), ENDESA, en Chile (1944), AyE en Argentina (1947), ICE en Costa Rica (1949), EPM en Colombia (1955), CHESF (1945), Furnas (1957) y ELETROBRAS (1962) en Brasil, ENDE (1962), en Bolivia, ELECTROPERU (1972), en Perú, entre otras. Consecuentemente, este periodo se caracterizó por una creciente participación pública y estatal en el desarrollo hidroeléctrico y su financiamiento. En ese contexto de amplia participación pública, esta etapa se caracterizó también por la elaboración de varios estudios de inventario hidroeléctrico, y el desarrollo de estudios de proyectos de gran envergadura, que habrían de implementarse en las décadas siguientes.

Para 1970, la capacidad instalada hidroeléctrica en LAC era de 19 GW, la cual representaba 48% de la capacidad instalada total de generación en la región. Cerca de 90% de esta capacidad estaba concentrada principalmente en 6 países: Brasil (9 GW), México (3,3 GW), Colombia (1,4 GW), Chile (1,1 GW), Perú (0,9 GW) y Venezuela (0,9 GW). En términos relativos, no obstante, existían varios países donde, si bien la capacidad instalada hidroeléctrica no excedía un par de centenas de MW, la hidroelectricidad ya representaba una porción muy significativa de sus matrices eléctricas, como por ejemplo Costa Rica (181 MW, 74% de la capacidad instalada), Bolivia (172 MW, 64%),

² Africa 16%, Asia 16%, Europa 17%, Norteamérica 13%. Fuente: US Energy Information Agency - EIA.

³ México (1889), Colombia (1891), Chile (1897), Perú (1895), Argentina (1897), Venezuela (1897).

El Salvador (96 MW, 58%), Surinam (180 MW, 69%), Guatemala (102 MW, 47%), Paraguay (90 MW, 47%), y Uruguay (236 MW, 42%) [1].

A pesar de este importante desarrollo, en 1970 la capacidad hidroeléctrica instalada en LAC representaba sólo el 6% del total de hidroeléctricas a nivel mundial, el cual se encontraba principalmente concentrado en Europa y Norteamérica (por ejemplo, Estados Unidos, a 1970 tenía 56 GW de hidroeléctricas, el 18% de la capacidad hidroeléctrica mundial, y contaba con la mayor hidroeléctrica del mundo Hoover Dam, con 1.345 MW).

2.2. SEGUNDA ETAPA 1970-1990

A partir de 1970, y particularmente después de la crisis del petróleo de 1973, la energía hidroeléctrica ganó un nuevo interés como alternativa a la generación fósil, tanto a nivel mundial como también en LAC. Durante este periodo entraron en operación los principales emprendimientos hidroeléctricos de la región, incluyendo Guri (10,235 MW), en Venezuela, puesta en funcionamiento en 1978, Tucuruí (8,370 MW, 1984), Ilha Solteira (3,444 MW, 1978) y el Complejo Hidroeléctrico Paulo Alfonso (4,280 MW), concluido en 1978, en Brasil. Asimismo, en esta etapa se construyeron varios proyectos binacionales, que continúan siendo de las mayores inversiones binacionales en infraestructura, incluyendo Salto Grande (1.890 MW, construida entre 1974-1983) entre Uruguay y Argentina, Itaipu (14.000 MW, 1975-1984) entre Paraguay y Brasil y Yacyretá (3.100 MW, 1983-1998), entre Paraguay y Argentina. Esta época representa un apogeo hidroeléctrico en términos de capacidad incorporada; no obstante, todos estos emprendimientos fueron fruto de la planificación y estudios realizados en las décadas pasadas y de la formación de capacidad técnica suficiente en la región, muchas en empresas estatales. La mayor parte de estos emprendimientos fueron iniciativas

gubernamentales, con financiamiento público. La topografía y características de la región permitieron, en esta época, el desarrollo de varios proyectos con amplia capacidad de embalse, lo que actualmente facilita y complementa el desarrollo de las energías renovables intermitentes. No obstante, el desarrollo de algunos de estos proyectos hidroeléctricos tuvo también un impacto ambiental y social considerable⁴ [4]. Es claro que la ejecución de algunos de estos emprendimientos fue posible solo dentro un contexto regulatorio y normativo donde los impactos ambientales y sociales tenían un tratamiento diferente al actual. Por ello, es muy probable que estos aprovechamientos no podrían realizarse en la actualidad, en las escalas en que fueron planeados, o sin considerar compensaciones y mitigaciones adecuadas.



⁴ Por ejemplo, el proyecto Sobradinho, en Brasil, con una capacidad de 1.050 MW inundó un área de 4.200 Km² y requirió el reasentamiento de 65.000 familias.

CAPACIDAD INSTALADA (MW) POR REGIÓN

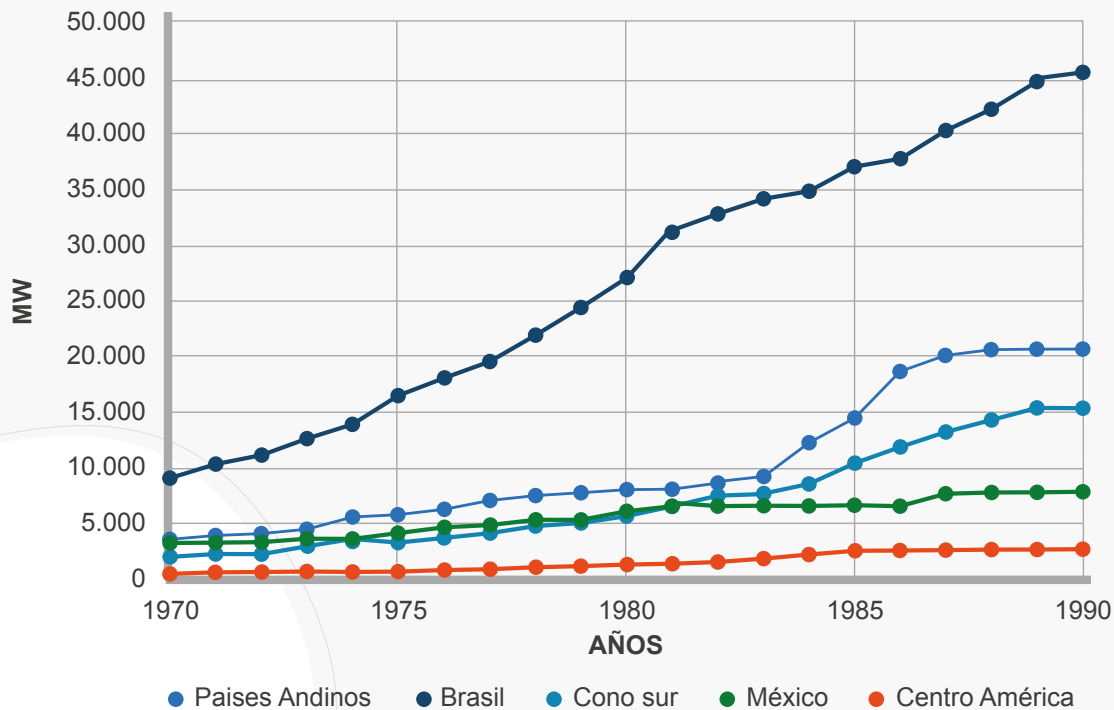


Figura 1. Capacidad Instalada por Región 1970-1990 (MW) (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

Las décadas de 1970 y 1980 fueron las más fructíferas para el desarrollo hidroeléctrico de Latinoamérica; la capacidad hidroeléctrica instalada creció 5 veces en 20 años, de 19 GW a 93 GW (Figura 1)⁵. Para 1990, prácticamente todos los países de la región tenían instalaciones hidroeléctricas, existían 93 GW de capacidad hidroeléctrica en LAC (15% de la capacidad instalada mundial), y con excepción de México y el Caribe, la fuente hidroeléctrica representaba más de la mitad de la capacidad instalada total en todas las sub-regiones⁶. Particularmente, en Brasil, Colombia, Costa Rica, Honduras, Paraguay y Uruguay, la fuente hidroeléctrica era tres cuartos o más del parque generador. Brasil era ya la cuarta potencia mundial con 46 GW⁷ de capacidad hidroeléctrica instalada (7% del total mundial).

⁵ Solamente en Brasil, se instalaron 33 GW en este periodo. En los países del Cono Sur, la capacidad instalada hidroeléctrica se incrementó casi 8 veces (de 2 GW a 15,4 GW), principalmente por los emprendimientos binacionales antes mencionados; la participación de la fuente hidroeléctrica en la matriz eléctrica del Cono Sur se incrementó de 20% a 50%. En los países andinos, el crecimiento absoluto fue liderado por Venezuela (10 GW, por la central de Guri), y en menor medida Colombia (5 GW). Perú incrementó su capacidad de 900 MW, a 2,4 GW, mientras que Bolivia duplicó su capacidad de 172 MW a 308 MW. Ecuador, en ese periodo, incremento su capacidad hidroeléctrica de 100 MW a 900 MW (Figura 2). En Centroamérica, todos los países instalaron entre 350 MW a 500 MW en este periodo, con excepción de Nicaragua, que en 1989 aún contaba solo con 100 MW (instalados en 1971). Se destaca el caso de Panamá, que, en un periodo de 20 años, multiplicó por 15 su capacidad instalada hidroeléctrica (de 15 MW a 550 MW). Por otro lado, si bien México duplicó la capacidad instalada hidroeléctrica entre 1970 y 1990, llegando a 7,8 GW, la hidroelectricidad redujo su participación en su matriz eléctrica, de casi 50% a menos de 30%, reemplazada por generación fósil (petróleo y carbón, y posteriormente gas natural) [6]

⁷ Estados Unidos (74 GW), la ex unión soviética (65 GW), Canadá (59 GW), China (36 GW) [fuente EIA].

⁸ Según la Evaluación de la Política de Servicios Públicos aplicada al Sector de Energía Eléctrica (PSP-E), realizada por el BID en 2007: "Los países reformados, ordenados según su nivel de intensidad de reforma de mayor a menor, son: Argentina, Bolivia, Perú, Chile, Panamá, El Salvador, Colombia, Guatemala, República Dominicana, Brasil y Nicaragua. Los Países que no adoptaron el modelo reformista o donde los avances logrados fueron muy tenues son: Honduras, Ecuador, Guyana, Venezuela, Costa Rica, México, Paraguay y Uruguay."

CAPACIDAD INSTALADA (MW) PAÍSES ANDINOS

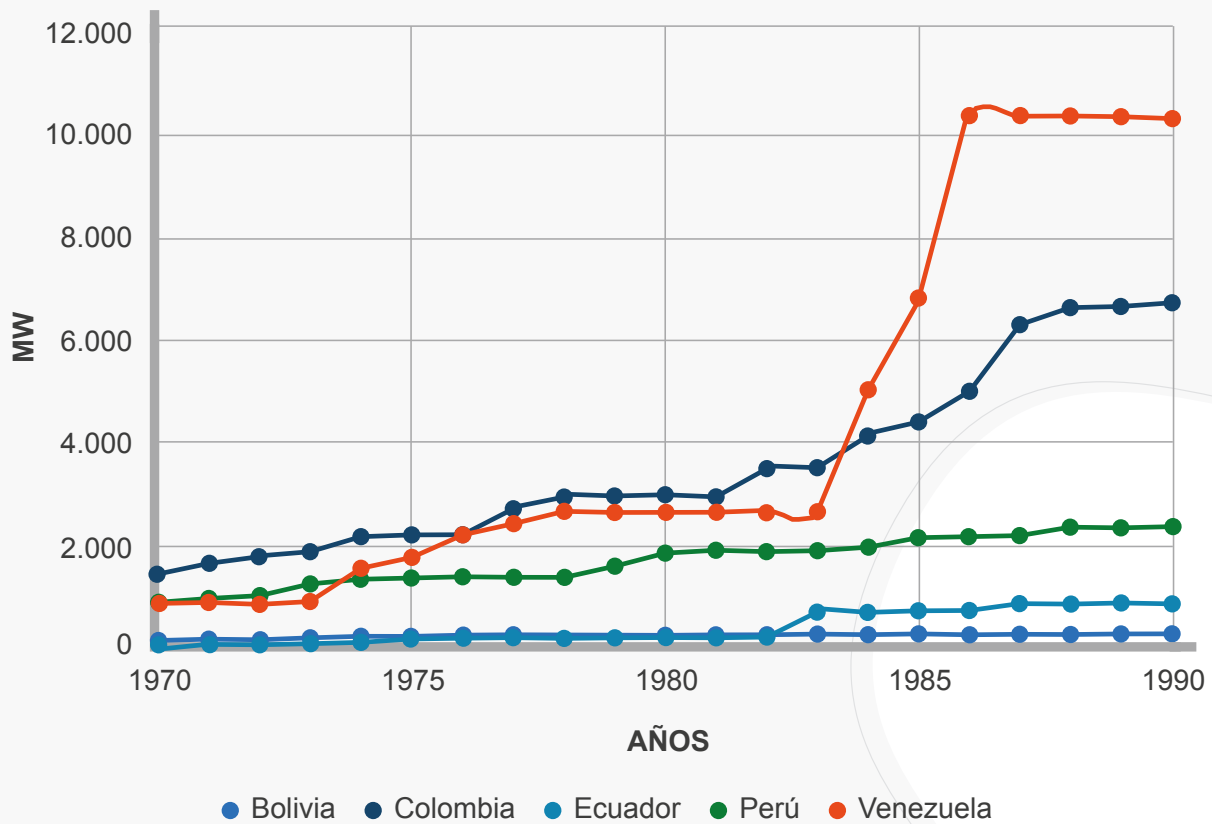


Figura 2. Capacidad Instalada Países Andinos 1970-1990 (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE).

2.3. TERCERA ETAPA 1990-2010

En las décadas de 1990 y 2000 factores regulatorios y tecnológicos marcaron el desarrollo hidroeléctrico. Por un lado, la década de los 90s fue caracterizada por la privatización y des-verticalización de algunos de los sistemas eléctricos de los países de la región (que en LAC empezó en Chile, en la década de los 80s). Esto trajo consigo varios efectos, como ser: (i) la creación de mercados eléctricos con competencia en el sector de generación (en lugar de empresas estatales verticalizadas y monopólicas); (ii) no existía una planificación centralizada, o la planificación era indicativa (no obligatoria), y (iii) las inversiones estaban a cargo de entes privados. Al pasar la responsabilidad del desarrollo del sector público (empresas estatales) a los capitales y empresas privados, se redujo el interés en emprendimientos con grandes necesidades de inversión de capital, largos periodos de retorno de la inversión, y medianos o altos niveles de riesgo (como las grandes hidroeléctricas). Esto favoreció emprendimientos de menor plazo de ejecución, con un retorno de capital más rápido y riesgos más predecibles y/o manejables, tales como hidroeléctricas de menor tamaño, o emprendimientos de generación térmica. Particularmente, en los países donde existía acceso a gas natural, la inexistencia de contratos de largo plazo en las nuevas estructuras de mercado del sector eléctrico, promovió la instalación de generación térmica, tanto de ciclos abiertos como de ciclos combinados, que permitían un mejor manejo del riesgo y periodos de retorno del capital menores [5].

Por otro lado, en el ámbito tecnológico, en este periodo ocurrió el desarrollo de nuevos materiales para turbinas a gas, y se inició el uso comercial de turbinas aero-derivadas en base a gas natural en la industria eléctrica. Esto permitió aumentar el tamaño y eficiencia de la generación térmica, al mismo tiempo que

se reducían las emisiones, al ser el gas natural un combustible más limpio (comparado con derivados líquidos del petróleo, o carbón). Al mismo tiempo, en este periodo se inició un creciente interés por la correcta identificación, mitigación y manejo de los impactos ambientales y sociales de las hidroeléctricas [4]. Como resultado, se incrementaron los requerimientos y plazos para el licenciamiento y ejecución de los grandes proyectos hidroeléctricos, incluso postergando indefinidamente algunos de los emprendimientos más complejos, y favoreciendo otras fuentes de generación.



CRECIMIENTO POR TECNOLOGÍA (1985= T_0)

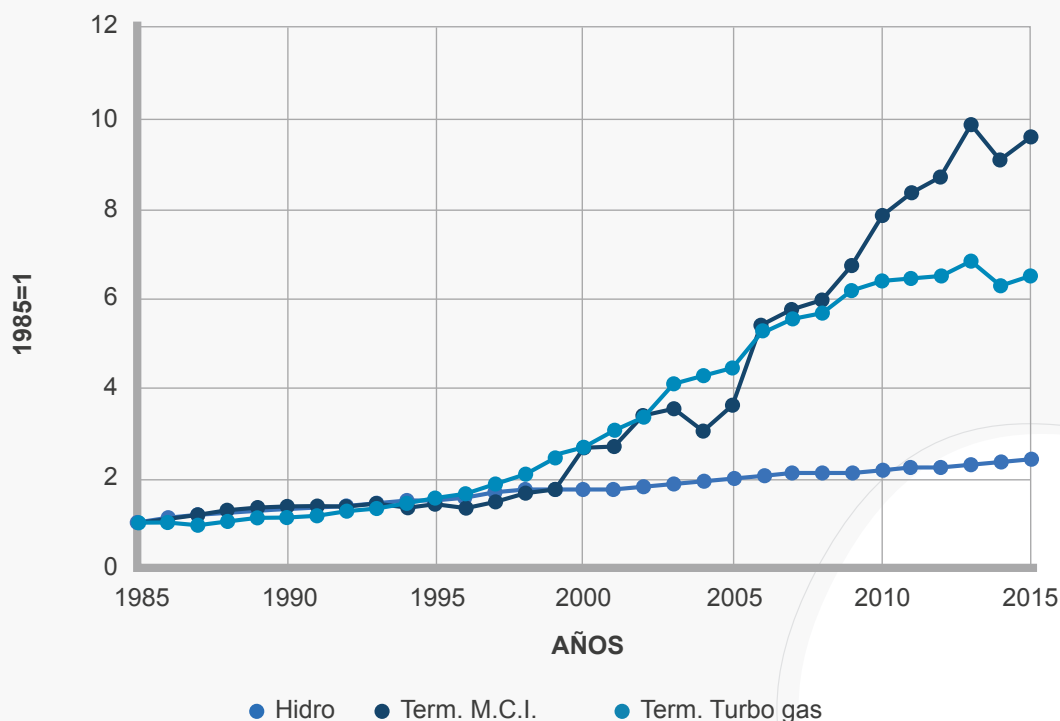


Figura 3. Crecimiento relativo por tecnología en LAC, a partir de 1985(Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE).

Todos estos factores, sumados a la creciente producción e intercambio de gas natural en la región (principalmente en Argentina, Bolivia, Brazil, Chile, México, y Perú) [6], y a precios del petróleo por debajo de los US\$ 50 dólares por barril, fomentaron las instalaciones termoeléctricas, principalmente con gas natural (ciclo abiertos y ciclos combinados), y motores de combustión interna (M.C.I., a base de derivados del petróleo), como puede verse en la Figura 3.



% DE PARTICIPACIÓN HIDROELECTRICA

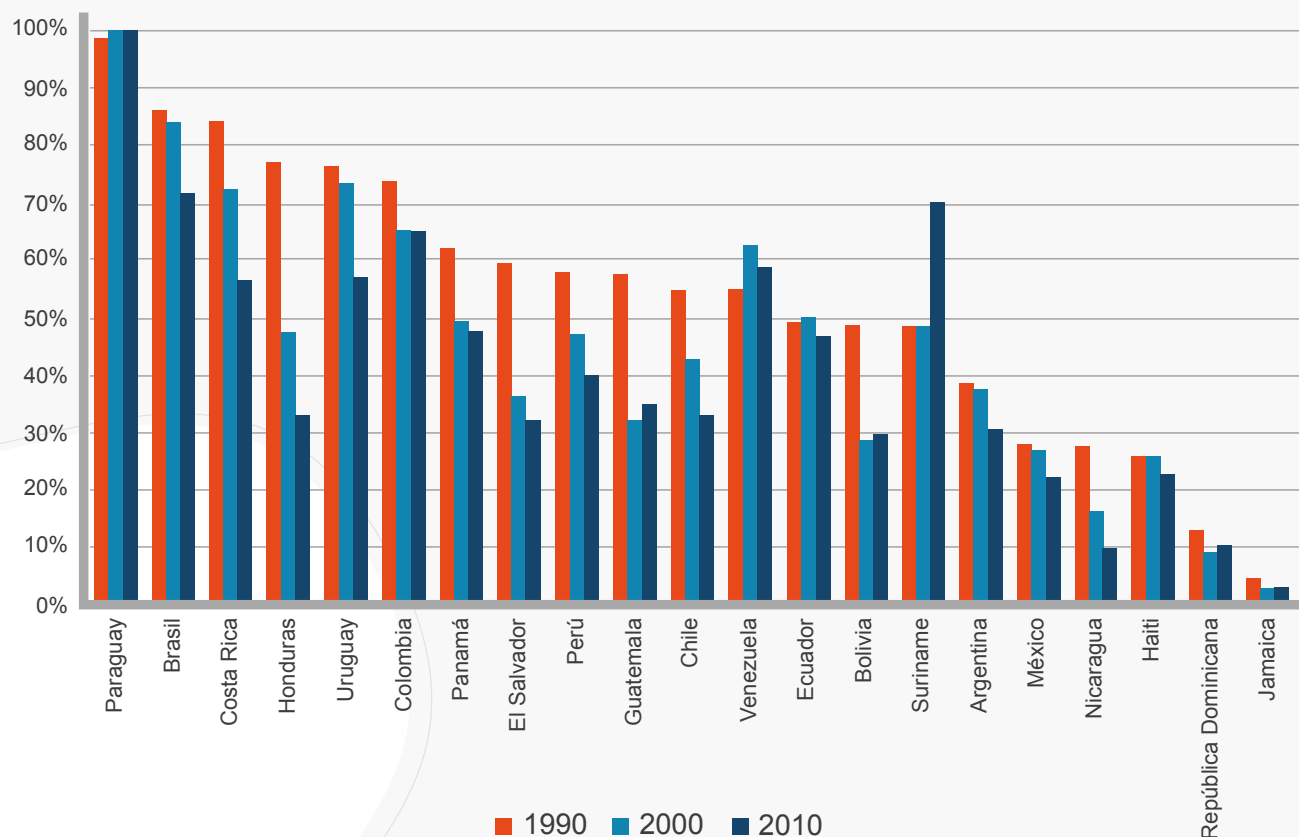


Figura 4. Participación de la fuente hidroeléctrica en la matriz de generación
(Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE).

En consecuencia, si bien en términos absolutos la generación hidroeléctrica continuó creciendo a partir de 1990, el ritmo de crecimiento relativo (%) fue menor al experimentado en las décadas anteriores. En muchos países de la región la generación hidroeléctrica fue reemplazada por la generación térmica como la fuente principal de electricidad para el año 2000. La tendencia continuó en la década del 2000, y con pocas excepciones, la participación de la fuente hidroeléctrica en la matriz de generación disminuyó entre 1990 y 2010 en los países de la región (Figura 4). El desarrollo de cada país durante estas dos décadas fue diferente, y no es posible generalizar tendencias, dada la diversidad de tamaños, recursos energéticos, marcos regulatorios y políticas energéticas de los países. En el anexo I se exponen algunos ejemplos específicos.

TABLA 1. CAPACIDAD INSTALADA PROMEDIO ANUAL (MW/AÑO)
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE OLADE)

PERÍODO	1970-1980	1980-1990	1990-2000	2000-2010	2010-2015
Argentina	301,6	298,7	299,0	44,3	2,9
Belice	0,0	0,0	0,0	5,3	0,3
Bolivia	9,3	4,4	6,7	11,2	-0,7
Brasil	1.812,8	1.839,2	1.634,2	1.873,7	1.835,5
Chile	40,3	96,1	169,7	135,3	176,7
Colombia	155,2	373,2	131,6	123,6	366,6
Costa Rica	28,3	28,3	47,8	32,9	64,5
Cuba	0,1	-4,6	5,7	0,5	0,0
Ecuador	12,0	68,6	83,7	46,8	32,1
El Salvador	13,5	15,7	0,7	7,7	0,1
Guatemala	1,7	37,3	4,7	31,4	30,5
Guyana	0,2	-0,2	0,1	-0,1	0,0
Haití	5,0	0,4	0,8	-0,1	0,0
Honduras	7,9	32,4	0,2	9,1	17,7
Jamaica	0,0	0,2	0,1	-0,1	1,2
México	276,2	181,3	174,2	188,4	87,4
Nicaragua	4,9	0,3	0,0	0,2	2,5
Panamá	23,6	30,0	6,2	32,3	131,7
Paraguay	10,0	490,0	230,0	142,0	0,0
Perú	94,5	53,2	46,0	57,8	119,0
República Dominicana	16,4	2,5	19,7	12,1	15,6
Surinam	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0
Uruguay	13,5	82,8	33,9	0,0	0,0
Venezuela	178,3	763,7	289,5	140,7	85,8
TOTAL	3.006,1	4.393,6	3.184,4	2.895,1	2.969,5

2.4. 2010-2015

En el último quinquenio (2010-2015), la instalación de capacidad hidroeléctrica adicional en LAC continuó, y en términos absolutos fue ligeramente superior al nivel de la década pasada (cerca de 3 GW por año, en promedio), con una importante participación de Brasil en estas instalaciones (69%), además de Colombia, Perú, Chile y Panamá. En términos relativos (%), el crecimiento anual de la capacidad de generación hidroeléctrica en este quinquenio (2,2%) es similar al de la década de 2000, aunque inferior al crecimiento experimentado en décadas pasadas (particularmente en el apogeo entre 1970-1980,

donde el incremento promedio anual fue de 10,10%). En el Cono Sur y en México es evidente la desaceleración del crecimiento de las instalaciones hidroeléctricas en el periodo 2010-2015, parcialmente compensado por un incremento en energías renovables no convencionales, y otro tanto por generación térmica. Por el contrario, la región andina y Centroamérica muestran un repunte en el crecimiento de las instalaciones hidroeléctricas, principalmente liderados por Ecuador, Perú y Colombia, y Panamá, Costa Rica y Guatemala, respectivamente. El desarrollo en este periodo estuvo a cargo tanto de entes públicos, como privados, dependiendo de los marcos regulatorios de los países.

TABLA 2. CRECIMIENTO ANUAL (%) DE LA CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE OLADE)

PERIODO	PAÍSES ANDINOS	BRASIL	CONO SUR	MÉXICO	CENTRO AMÉRICA	TOTAL
1970-1980	8,65%	11,67%	11,38%	6,42%	9,16%	10,10%
1980-1990	10,46%	5,37%	10,66%	2,77%	6,28%	6,69%
1990-2000	2,45%	3,12%	4,05%	2,10%	2,45%	3,00%
2000-2010	1,38%	2,69%	1,35%	1,86%	2,87%	2,12%
2010-2015	2,31%	2,60%	0,83%	0,94%	5,36%	2,22%

En este periodo (2010-2015), las energías renovables no convencionales han ganado relevancia en la región, en particular la solar y eólica, dado el potencial existente en la región, y la necesidad de diversificar las matrices de generación⁹, a fin de disminuir por un lado el riesgo hidrológico (como por ejemplo en Brasil), y por otro las emisiones de carbono y la dependencia a combustibles fósiles (como por ejemplo Chile, Uruguay y algunos países de América Central). Si bien estas fuentes de energía aun no representan una porción

relevante de las matrices de generación, se espera que aumenten su importancia relativa en las décadas venideras, particularmente en función a los compromisos del acuerdo climático de París (COP-21), que en muchos casos incluyen compromisos de incrementar la participación de energía renovable no convencional en la matriz eléctrica.

⁹ Al 2015 existían 10.595 MW de generación eólica, y 796 MW de generación solar, es decir 3% de un total de 367.000 MW totales (Fuente: OLADE 2016).

CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA (MW)

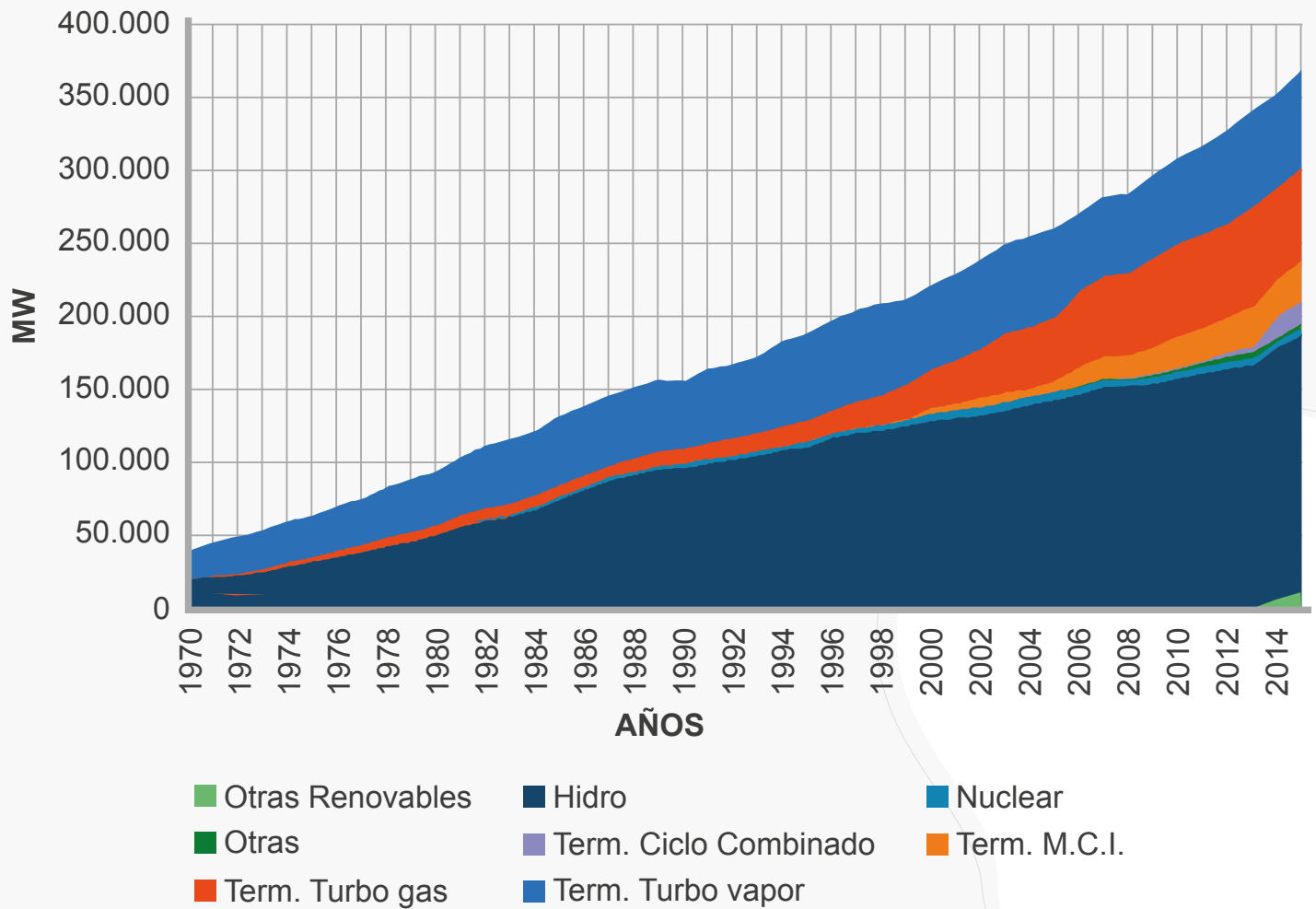


Figura 5. Capacidad Instalada por Tecnología (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

Las tecnologías para el aprovechamiento de las fuentes eólica y solar tienen ventajas en relación con la hidroelectricidad, particularmente en función de su facilidad de instalación (modular y/o como generación distribuida), menores plazos de instalación, y menores impactos ambientales y sociales. Dado este perfil de bajo riesgo (en comparación con inversiones en centrales hidroeléctricas), y gracias a las nuevas condiciones de los mercados eléctricos (por ejemplo, licitaciones de contratos de largo plazo), la inversión en estas tecnologías se ha incrementado de forma considerable, con una tendencia creciente en la región. No obstante, al ser fuentes intermitentes, requieren de generación firme de respaldo para garantizar la seguridad de suministro. Es así como la generación hidroeléctrica es un catalizador y complemento de las inversiones en energías no convencionales, al permitir amortiguar la variabilidad intrínseca de estas fuentes, y proveer de respaldo confiable y rápido en casos de falta de viento/sol. Asimismo, en algunas regiones, existe una complementariedad entre los regímenes hidrológicos y los de viento, lo que hace más viable la implementación de estas tecnologías combinadas [7].

Este nuevo modo de operación, con mayor variabilidad, no siempre está alineado con el diseño de las centrales hidroeléctricas existentes, muchas de las cuales fueron diseñadas y dimensionadas para actuar como generación de base (con una potencia de salida constante) y para producir energía en su punto óptimo de eficiencia (dada cierta altura y condiciones de caudal). La operación de centrales hidroeléctricas en otras condiciones, fuera de su punto óptimo de eficiencia y principalmente con cambios constantes en su producción, puede tener un efecto sobre los elementos mecánicos, aumentando los esfuerzos y desgastes, acelerando su envejecimiento y reduciendo la eficiencia.

No obstante, dado que la participación de la generación renovable intermitente en América Latina es todavía pequeña, no existen estudios concluyentes al respecto en la región.¹⁰



¹⁰ Al 2017 aún no se han publicado estudios concluyentes sobre el impacto de la generación intermitente en el funcionamiento y vida útil de las centrales de energía hidroeléctrica.

2.5. DESARROLLO FUTURO

La mayor parte de los países contemplan instalaciones hidroeléctricas en sus planes de desarrollo energético, e incluso existen países que han emprendido el cambio de sus matrices energéticas, priorizando la fuente hidroeléctrica (como ser Ecuador, Bolivia, Perú y Nicaragua). La hidroelectricidad es una tecnología madura

y confiable, además de ser económicamente competitiva. Asimismo, otorga respaldo para el desarrollo de otras fuentes renovables, y ayuda en la adaptación y mitigación del cambio climático (tanto a través de la reducción de emisiones, como también por el manejo de inundaciones).

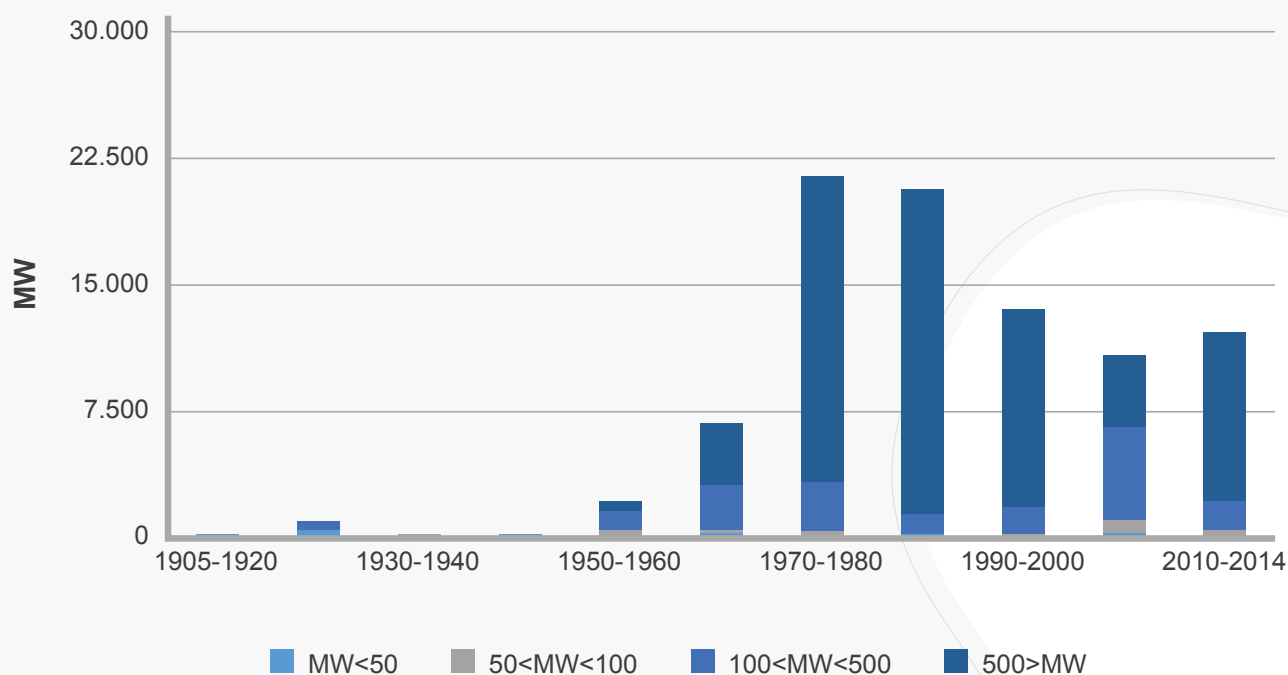


Figura 6. Instalaciones Hidroeléctricas en Brasil por Década (Fuente: Adaptado de[8])

La tecnología hidroeléctrica nació con emprendimientos de pocos megavatios, los que ahora serían consideradas pequeñas centrales hidroeléctricas. Tuvo un desarrollo tecnológico y apogeo de grandes emprendimientos en las décadas de los 70 y 80s, con la construcción de grandes embalses y la instalación de miles de megavatios. Considerando el potencial hidroeléctrico de la región, que sólo ha sido explotado en un 25%, se prevé que la hidroelectricidad seguirá siendo una fuente energética clave para el desarrollo de la región, aunque para ello será necesario tomar en

cuenta consideraciones ambientales, sociales y de política para garantizar su viabilidad; asimismo, será necesario considerar los riesgos e impactos del cambio climático en la planificación de estos aprovechamientos. Si bien aún es posible la construcción de grandes hidroeléctricas (con potencias instaladas de varios miles de MW), el tamaño de la mayor parte de los nuevos emprendimientos hidroeléctricos se limitará a decenas o centenas de MW por estos aspectos, siguiendo tendencias ya observadas en algunos países (Figura 6). Estos aspectos se exploran en la próxima sección.

3. POTENCIAL Y PERSPECTIVAS DE DESARROLLO

3.1. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

El potencial hidroeléctrico en LAC se estima en 678 GW (Tabla 3)¹¹, lo que representa cerca del 18% del potencial hidroeléctrico mundial. Este valor de potencial no debe tomarse como absoluto, sino como un orden de referencia, ya que las estimaciones de potencial de algunos países pueden ser más precisas que otra, dependiendo del grado de estudio, y la metodología utilizada para el inventario del recurso hidroeléctrico. Por otro lado, el dato de

potencial no refleja el potencial viable de utilización, que puede estar sujeto a restricciones técnicas, económicas, ambientales y sociales.

Brasil¹² y los países andinos (Venezuela, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia) concentran las tres cuartas partes de este potencial, con más de 500 GW. Al 2015, con 171 GW instalados, solamente 25% del potencial hidroeléctrico de LAC había sido desarrollado.

TABLA 3. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO POR REGIÓN
(FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE OLADE)

	POTENCIAL (MW)	INSTALADOS (MW)	POTENCIAL RESTANTE (MW)	% DESARROLLADO	% RESTANTE	% DE POTENCIAL RESTANTE LAC
Países Andinos	245.533,00	33.681,30	211.851,70	14%	86%	42%
Brasil	260.093,00	91.650,00	168.443,00	35%	65%	33%
Cono - Sur	80.384,00	26.952,36	53.431,64	34%	66%	11%
Centro América	25.147,00	5.983,35	19.163,65	24%	76%	4%
Caribe	12.458,00	959,59	11.498,41	8%	92%	2%
México	53.000,00	12.027,84	40.972,16	23%	77%	8%
TOTAL	676.615,00	171.254,44	505.360,56	25%	75%	100%

La mayor parte de los países ha desarrollado sólo entre 10% y 30% de su potencial hidroeléctrico. De forma general puede inferirse que el grado de aprovechamiento del potencial hidroeléctrico está asociado al grado de desarrollo económico de cada país [8], como puede observarse en la Figura 7.

Tres países han desarrollado más del 50% del potencial (Panamá, Paraguay y Uruguay), estando Uruguay y Panamá entre los países de mayor renta per cápita en la región. En el caso de Paraguay, el alto grado de explotación del potencial hidroeléctrico se explica por la instalación de Itaipu, realizada junto con Brasil.

¹¹ Fuente OLADE. NOTA: Existen diversas fuentes de información sobre el potencial energético regional, incluyendo: WorldEnergy Council (WEC), International Energy Agency (IEA), International Hydropower Association (IHA), International Journal of Hydropower and Dams, y otros. Estas fuentes de información pueden presentar valores diferentes para algunos países, lo que es un reflejo de la dificultad de estimar con certeza el potencial hidroeléctrico. En consecuencia, una primera recomendación de esta nota es la actualización de los potenciales hidroeléctricos, haciendo uso de las ultimas series hidrológicas, de previsiones sobre el impacto del cambio climático, y de los avances de las tecnologías cartográficas.

¹² Un inventario realizado por ANEEL en 2013, reevaluó el potencial de Brasil de 260 GW, levantado en 1994, como 172 GW [8]. Por consistencia, se utilizará en este capítulo la fuente de OLADE (2016) para todos los países. No obstante, el potencial hidroeléctrico no es un número constante, y debe ser reevaluado y estudiado a medida que se cuenta con mayor información.

En el otro extremo puede observarse algunos países que, con potenciales hidroeléctricos de varios gigawatts, sólo han desarrollado una pequeña porción, particularmente Guyana (7 GW de potencial, sin desarrollo hidroeléctrico), Bolivia (40 GW de potencial, con 1% desarrollado) y Perú (69 GW de potencial, con 6% desarrollados)¹³. En estos casos, el poco desarrollo del potencial se debe, por un lado, a la poca demanda de electricidad (Guyana

120 MW de demanda pico, Bolivia 1,5 GW, y Perú 8 GW, al 2015) y a marcos regulatorios que en las décadas pasadas priorizaron la generación termoeléctrica (particularmente a gas natural), como fue discutido en la sección anterior. En el caso de Bolivia y Guyana, puede inferirse que, a pesar de la baja demanda interna de electricidad, podría existir un mayor aprovechamiento del potencial, si este fuese exportado a Brasil (como en el caso de Paraguay).

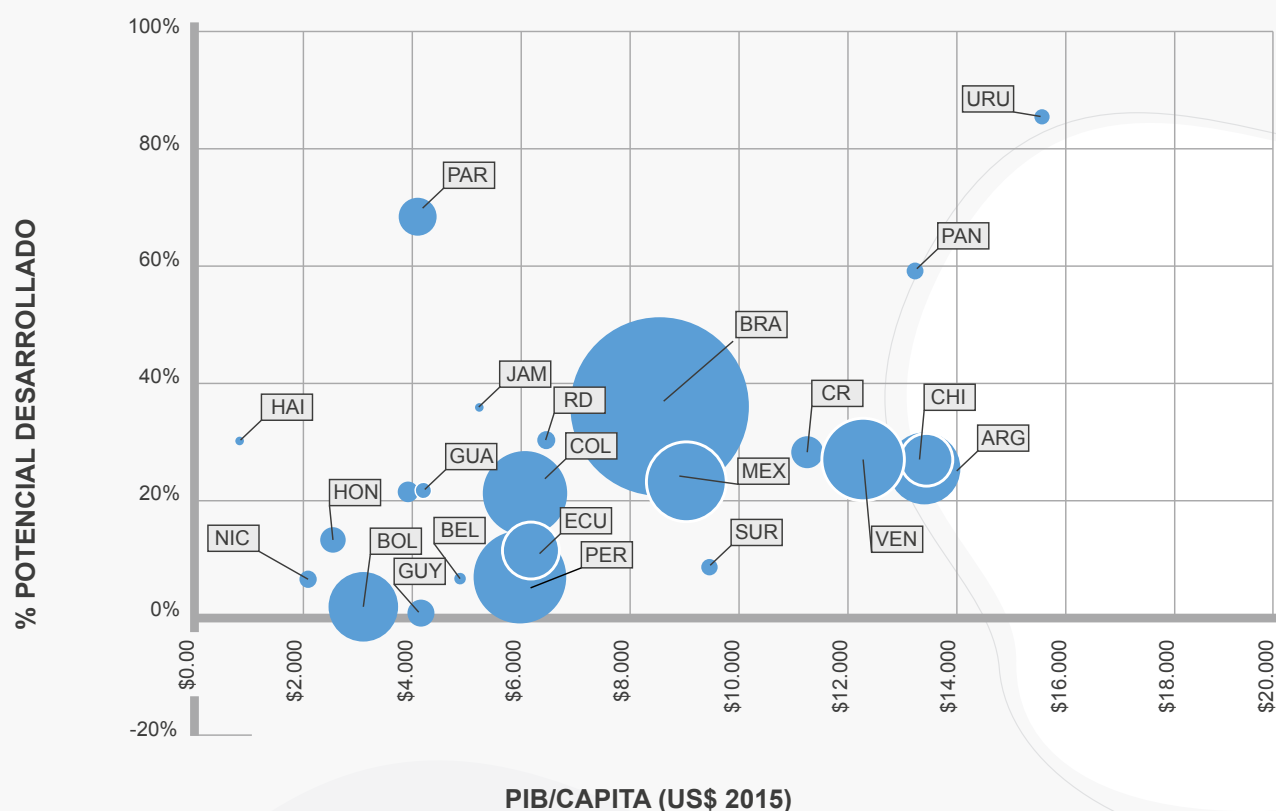


Figura 7. PIB per cápita, % de potencial hidroeléctrico desarrollado, y potencial
(Fuente: Elaboración propia en base a datos de OLADE y World Bank)

Se observa también el caso de Chile y Argentina, donde a pesar del nivel de renta per cápita similar al de Panamá, el desarrollo del potencial hidroeléctrico no ha superado el 30%, particularmente por las modificaciones regulatorias expuestas en la sección anterior, para el periodo posterior a 1990. Como un

ejemplo opuesto, se observa que Haití ha desarrollado el 30% de su potencial, siendo el país con la menor renta per cápita de la región. Este desarrollo corresponde principalmente a una sola central hidroeléctrica (Peligre, 41 MW), construida a fines de 1950, y actualmente en rehabilitación.

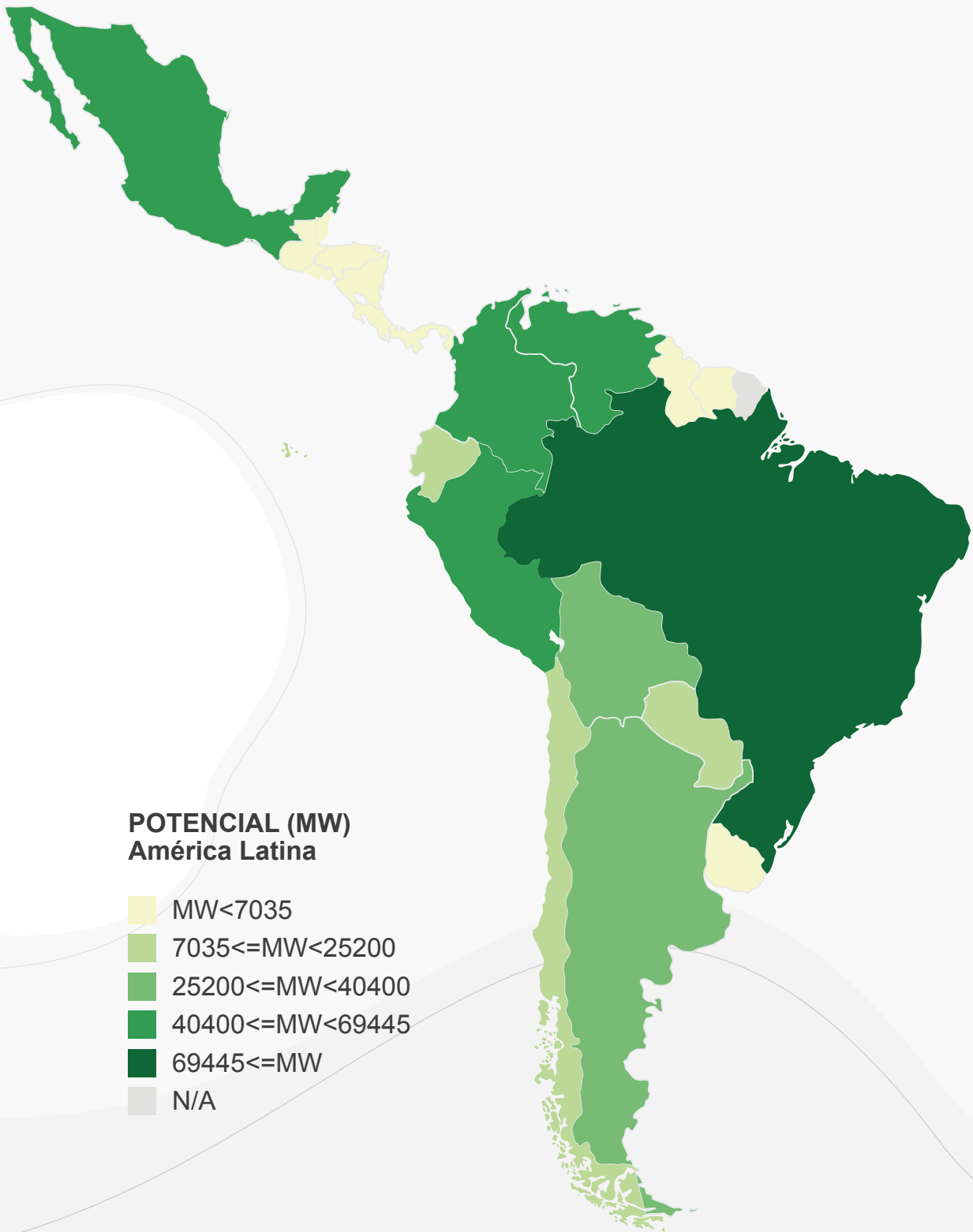
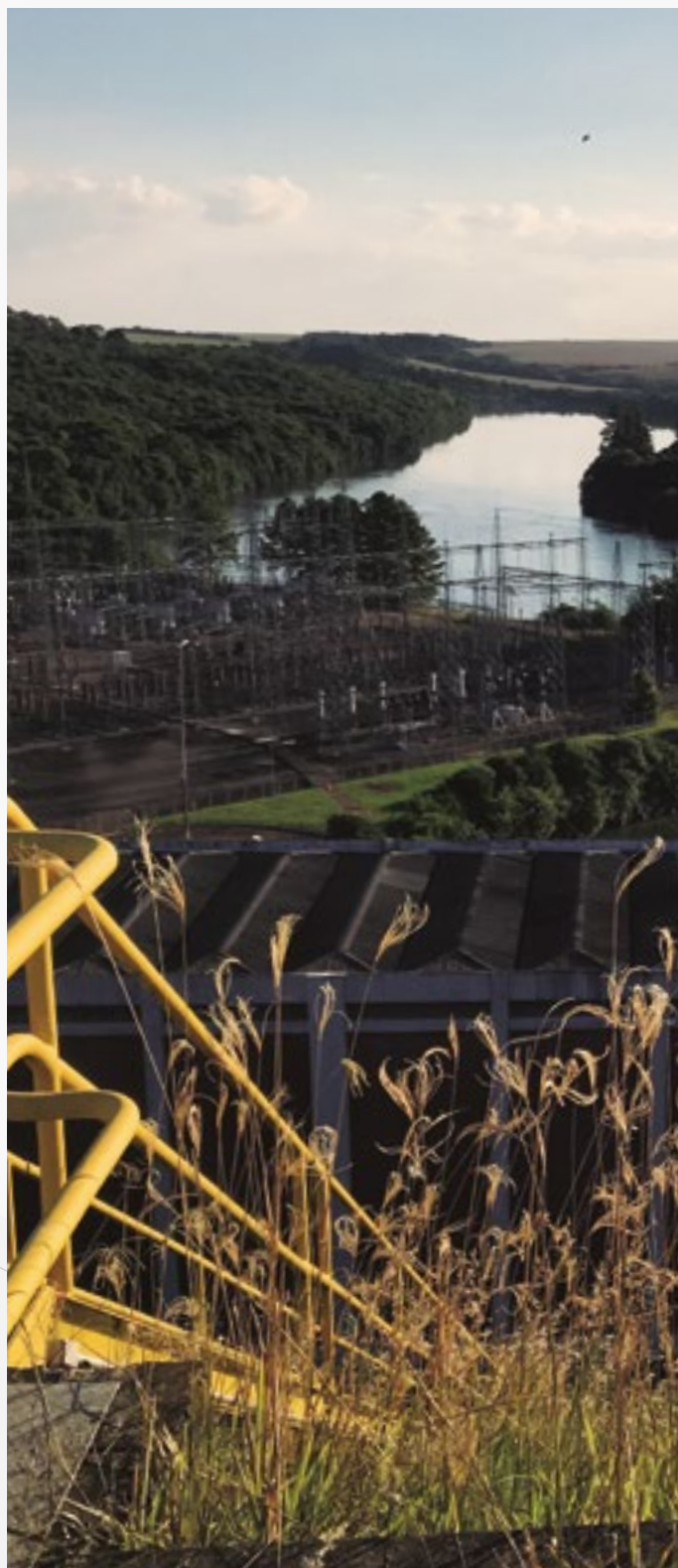


Figura 8. Potencial Hidroeléctrico (MW) (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

El país con mayor potencial hidroeléctrico en términos absolutos es Brasil, el cual ha desarrollado el 35% de su potencial (estimado en 260 GW)¹⁴. La mayor parte de este potencial fue desarrollado cerca de los centros de demanda, en las cuencas del río Paraná y el río Uruguay, que ya han utilizado 82% y 70% de su potencial, respectivamente (con 46,5 GW instalados), en la cuenca Atlántica Sur (que utilizó 80% del potencial, con 5 GW instalados), y en la Cuenca del río San Francisco (10,7 GW, que desarrolló 78% de su potencial) [9]. Según los últimos datos disponibles, restan 67,7 GW de potencial inventariado en Brasil, la mayor parte concentrada en las cuencas Amazónica y Tocantins-Aragua (66%), y 18% en las regiones hidrográficas Paraná y Uruguay. Considerando que la cuenca amazónica tiene varias reservas ambientales y áreas protegidas, el desarrollo futuro del potencial hidroeléctrico brasileño podría verse restringido, y requerir de alternativas tecnológicas que causen el menor impacto posible, tales como la generación de pasada (o generación a hilo-de-agua), el uso de generación hidro-cinética [9], y de hidroeléctricas de menor tamaño. Esto plantea un desafío para la planificación del sector eléctrico brasileño, al disminuir su capacidad de embalse, e incrementar la susceptibilidad del sistema a las variaciones estacionales en los regímenes hidrológicos, requiriendo de otras alternativas de generación para garantizar el respaldo necesario [8].



¹⁴ Si se considera el valor de potencial inventariado en 2016, 172 GW, el margen de utilización sería de 54%.

3.2. DENSIDAD DE POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

El potencial hidroeléctrico absoluto de cada país tiene una relación con: (i) su topografía (a mayor diferencia de altura, mayor potencial), y (ii) con la precipitación pluvial (a mayor precipitación, mayor potencial). La precipitación pluvial, a su vez, está relacionada tanto con la zona climática (zonas lluviosas versus zonas áridas), como con la extensión de cada país (mayor extensión, mayor número y extensión de cuencas y de precipitación). En

consecuencia, no es sorprendente encontrar que los países de mayor extensión tienen, en general, un mayor potencial hidroeléctrico absoluto (en GW o TWh/año). No obstante, una extensión mayor de los países puede también limitar el potencial aprovechable, incluso evitando aprovechar algunas cuencas de difícil acceso¹⁵, al requerir de inversiones mayores en caminos y líneas de transmisión para conectar los centros de demanda con los mejores sitios de aprovechamiento para las centrales hidroeléctricas.

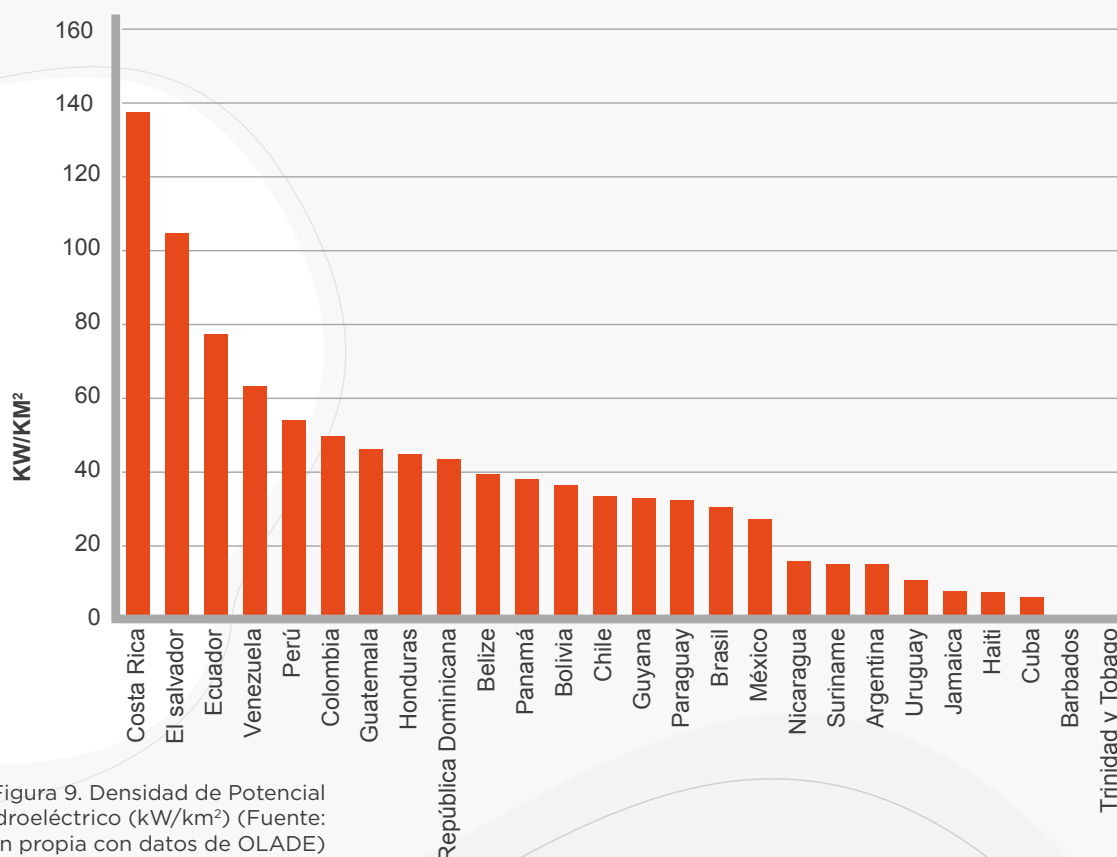


Figura 9. Densidad de Potencial Hidroeléctrico (kW/km²) (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

Es decir, si bien los países más grandes tienen un mayor potencial absoluto (por su extensión), este potencial no necesariamente es económicamente viable (por la extensión y la distancia de los aprovechamientos a los sitios de demanda). En este contexto, una metodología

útil para el análisis del potencial hidroeléctrico, que permite tener una visión diferente, es la de evaluar la densidad de potencial, expresada en unidades de energía o de potencia por unidad de área, ilustrada en las Figuras 9 y 10.

¹⁵ Como ejemplos, pueden citarse el caso de la amazonia en Brasil, que sólo empezó a ser explotada tardíamente y requirió de la extensión de líneas de transmisión de miles de kilómetros, el caso del norte boliviano, también en la amazonia, aun no explotado, o el sur chileno, donde aún existe potencial remanente.



Figura 10. Densidad de Potencial Hidroeléctrico (kW/km²) (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

La densidad de potencial promedio en LAC es de 33 kW/km^2 . Costa Rica tiene la mayor densidad de potencial (137 kW/km^2), lo que explica por qué fue uno de los países que desarrolló su capacidad hidroeléctrica de forma muy temprana, y lo continúa haciendo de forma consistente. El Salvador y Ecuador, países pequeños en extensión, muestran también una alta densidad de potencial hidroeléctrico, lo que indica la posibilidad de explotación en estas áreas (cercanía del recurso hidroeléctrico a los centros de demanda, con menores inversiones de infraestructura de caminos y transmisión). Los países andinos más grandes siguen la lista (Venezuela, Perú y Colombia), con una combinación de zonas lluviosas tropicales,

glaciares andinos, y topografía accidentada. Por otro lado, Brasil tiene una densidad de potencial similar al promedio de Latinoamérica (31 kW/km^2), esta densidad de potencial esta explicada principalmente por el gran caudal de los ríos, caso similar al de Guyana (33 kW/km^2) y Paraguay (32 kW/km^2). Con una topografía poco accidentada, el aprovechamiento hidroeléctrico de baja caída presenta varios desafíos en este caso, particularmente por la dificultad de crear grandes embalses. Bolivia, distribuida entre los Andes y la región amazónica, presenta un potencial ligeramente mayor al promedio de la región (37 kW/km^2), con posibilidad de aprovechamiento tanto de alta caída, como también de baja caída.



3.3. DESARROLLO FUTURO DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO

El desarrollo histórico del sector hidroeléctrico de la región, discutido en la sección 2, apuntó al aprovechamiento de los sitios de mayor rentabilidad económica, menor costo, y/o menor impacto socioambiental. No obstante, dada la extensión de varios países, los proyectos desarrollados también fueron determinados por la cercanía de estos aprovechamientos a los centros de demanda. Un buen ejemplo es el Brasil, donde el potencial hidroeléctrico de la región sur fue explotado desde un periodo inicial (cerca de los centros de demanda), mientras que el potencial amazónico solo comenzó a ser aprovechado en un segundo periodo (mediante la construcción de líneas de alta tensión).

Utilizando este análisis, puede verse que en la región aún existen sitio de aprovechamientos potenciales de bajo costo, alejados de los principales centros de demanda, plausibles de ser desarrollados (a medida que la red de transmisión se extiende), y sujetos al correcto manejo y mitigación de los impactos ambientales y sociales. Estos sitios de bajo costo estarían localizados principalmente en la región andina, la cuenca amazónica y el norte de Sudamérica [10]. El desarrollo de nuevas tecnologías (por ejemplo, turbinas Bulbo, que permiten el aprovechamiento de baja caída, turbinas hidro-cinéticas, que permiten el aprovechamiento directamente en los ríos, y las pequeñas centrales hidroeléctricas, que no requieren la extensión de líneas de transmisión), pueden viabilizar una porción mayor del potencial, sin un incremento considerable de los impactos. Asimismo, existe la posibilidad de continuar aprovechando el potencial cercano a los centros de demanda, particularmente en los países de mayor densidad de potencial, identificados en la Figura 9.

Bajo estos supuestos, puede plantearse que el desarrollo hidroeléctrico en el futuro podría estar determinado por dos factores: (i) los países que aun cuentan con un potencial remanente considerable, en términos absolutos, donde sería aún posible identificar y explotar nuevos aprovechamientos de bajo costo, a medida que las redes de transmisión se extensión y fortalecen; y (ii) en los países que tienen una alta densidad de potencial remanente, en términos relativos, donde las nuevas tecnologías permitirían continuar con la explotación de aprovechamientos cercanos a la demanda, sin necesidades de grandes extensión de transmisión. Estos países serían los que componen la “frontera” en la Figura 11, Costa Rica, Ecuador, Perú y Brasil, y en una segunda línea, Venezuela, Colombia, Bolivia y El Salvador. Por otro lado, en los casos de México, Argentina y Chile, que aún tienen un potencial remanente importante en términos absolutos, aunque una menor densidad de potencial, el análisis indicaría que este aprovechamiento podría ser de más difícil acceso, o mayor costo de explotación. Es posible añadir Guyana a la lista, particularmente por su cercanía a Brasil (el mayor consumidor de energía eléctrica de la región)¹⁶. La integración eléctrica regional, añade nuevas variables a este análisis, en que el potencial de un país puede ser explotado para suministrar la demanda y complementar las fuentes energéticas de otro país.

¹⁶ Este análisis no plantea que el potencial hidroeléctrico no vaya a desarrollarse en otros países, sino los países donde es más plausible el mayor desarrollo hidroeléctrico en términos absolutos en las próximas décadas, tanto por el potencial remanente, como por la densidad de potencial.

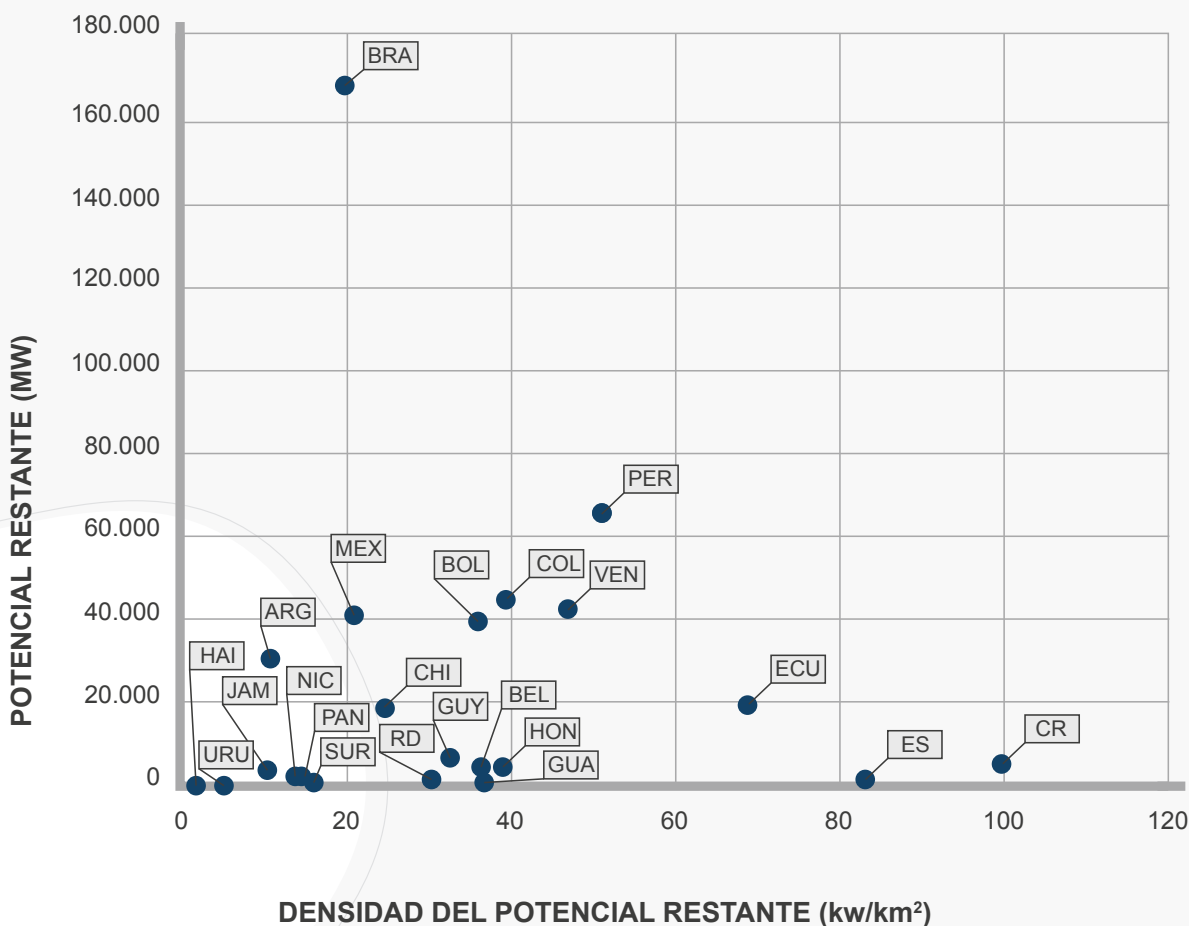


Figura 11. Potencial Remanente (MW) versus Densidad de Potencial Remanente (kW/Km2)
(Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

3.4 POTENCIAL DE REHABILITACIÓN

La región comenzó el desarrollo hidroeléctrico a inicios del siglo XX, con un apogeo a nivel regional en las décadas de los 70s y 80s. En consecuencia, existe ya un gran número de centrales que han cumplido su vida útil, o están cerca de cumplirla en las próximas décadas¹⁷, y que son susceptibles a ser rehabilitadas, repotenciadas y/o, modernizadas¹⁸. Una revisión

de fuentes secundarias estimó en 73 GW la potencia de centrales mayores a 10 MW que ya tienen más de 20 años en los países miembros del BID (al 2016). Sólo en el caso de Brasil, se estima que el 50% de las centrales ya tienen más de 30 años [8]. De la misma manera, sólo entre 1990 y 2000 se instalaron 54 GW de capacidad hidroeléctrica en la región, es decir centrales que ya tienen entre 15 a 25 años de funcionamiento.

¹⁷ La vida útil de los equipos electromecánicos está estimada en 30-40 años, dependiendo del mantenimiento. La vida útil de las obras civiles puede ser muy superior, dependiendo de la localización, sedimentación, y mantenimiento.

¹⁸ Rehabilitación (IEEE 2005): es un proceso que, de una forma planificada, sustituye, modifica o adiciona equipos en una central hidroeléctrica existente, con el objetivo de restaurar sus condiciones iniciales de operación, mantenimiento, confiabilidad y seguridad. Repotenciación (EPRI 1999), implica la sustitución, modificación o aumento de equipos de una central hidroeléctrica existente, para aumentar tanto la capacidad instalada, cuanto la cantidad de energía producida anualmente, pudiendo llegar a valores sustancialmente superiores a los del inicio de operación. Modernización (EPRI 1999), consiste en introducir instrumentaciones y controles modernos en una central ya existente, en sus sistemas o equipamientos de manera que ella se torne compatible con las legislaciones ambientales y de seguridad en vigor.

La Figura 12, a continuación, muestra un análisis de la antigüedad de las centrales existentes en la región, en base a la información de la capacidad instalada por año, discutida en la sección 2. Puede verse que más de 85 GW del parque hidroeléctrico ya tiene más de 30 años. La Figura 13, por otro lado, muestra que en algunas regiones las centrales de más de 30 años representan entre el 40% al 60% del parque hidroeléctrico de cada región, y el 50%

del total. Es claro que parte de estas centrales ya han sido rehabilitadas, no obstante, es evidente la necesidad de incluir en la planificación de los sistemas eléctricos las necesidades de inversión y capacidad técnica para la rehabilitación de las centrales que aún no fueron rehabilitadas, y considerar que en las próximas dos décadas más de 50 GW de hidroeléctricas cumplirán su vida útil.

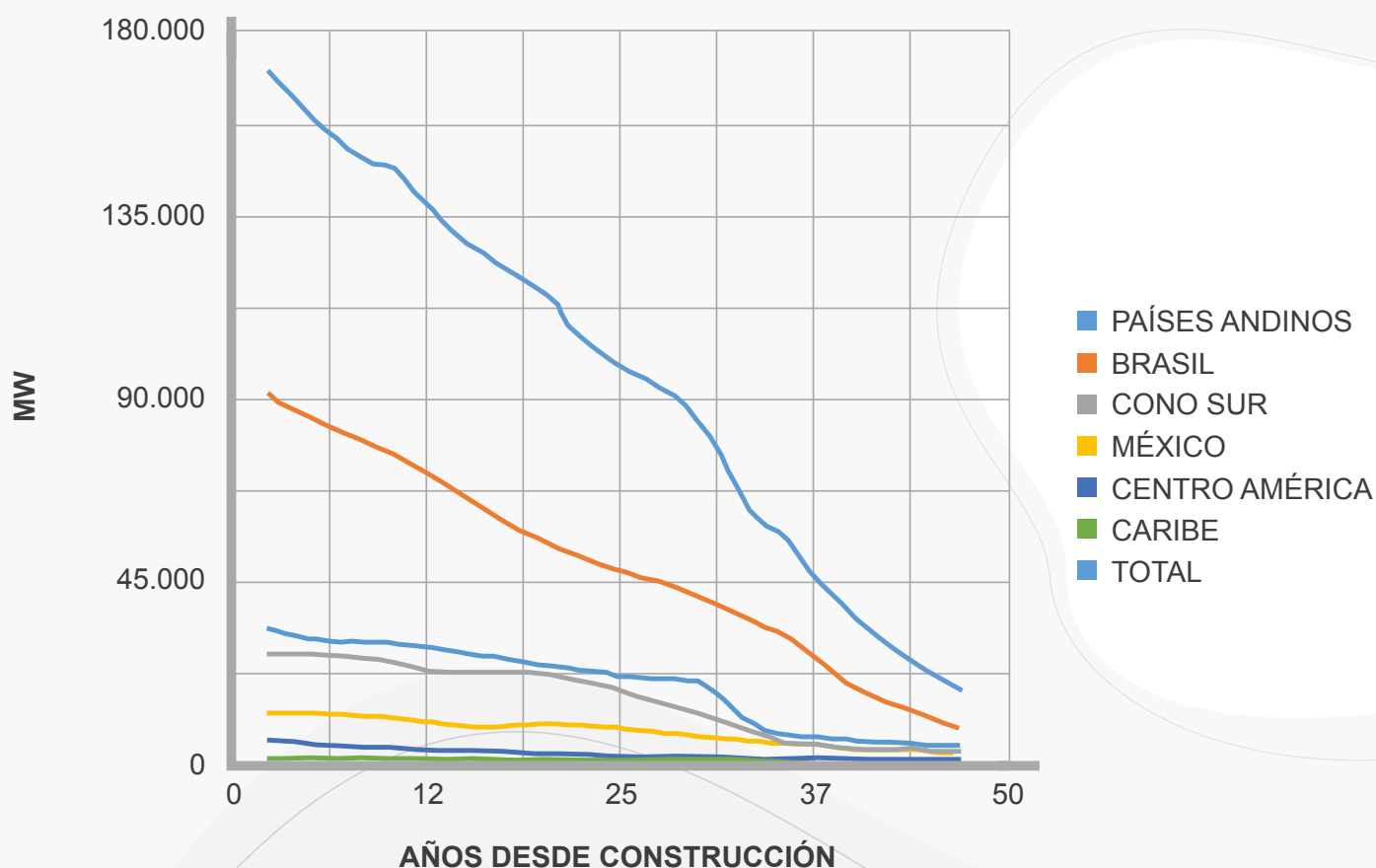


Figura 12. Antigüedad del parque hidroeléctrico LAC (Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE)

La rehabilitación de una central hidroeléctrica implica realizar inversiones para retornarla a sus condiciones iniciales. Normalmente, se considera cuando se han incrementado sustancialmente los costos de operación y mantenimiento, se han extendido los tiempos de paradas forzadas, o se han reducido la capacidad disponible y/o la energía generada. La rehabilitación puede incrementar en algunos puntos porcentuales la eficiencia de generación de una central (al utilizar diseños, equipos electromecánicos y controles más modernos); no obstante, el principal beneficio de la rehabilitación es el de extender la vida útil de las centrales por varias décadas. La rentabilidad de las inversiones de rehabilitación

puede tener una tasa de retorno elevada, normalmente muy superior a otras alternativas de generación (hidroeléctrica y de otras fuentes), considerando que las obras civiles tienen una vida útil mayor a la de los equipos electromecánicos, y ya son una inversión hundida tanto desde el punto de vista financiero como del punto de vista ambiental¹⁹. Considerar la rehabilitación y extensión de la vida útil en las centrales con embalse es de suma importancia para la región, dadas las restricciones actuales para la construcción de nuevos embalses de gran envergadura. Adicionalmente, en todo proyecto de rehabilitación es imprescindible considerar la seguridad de la presa, la sedimentación del embalse, y el estado de las obras civiles.

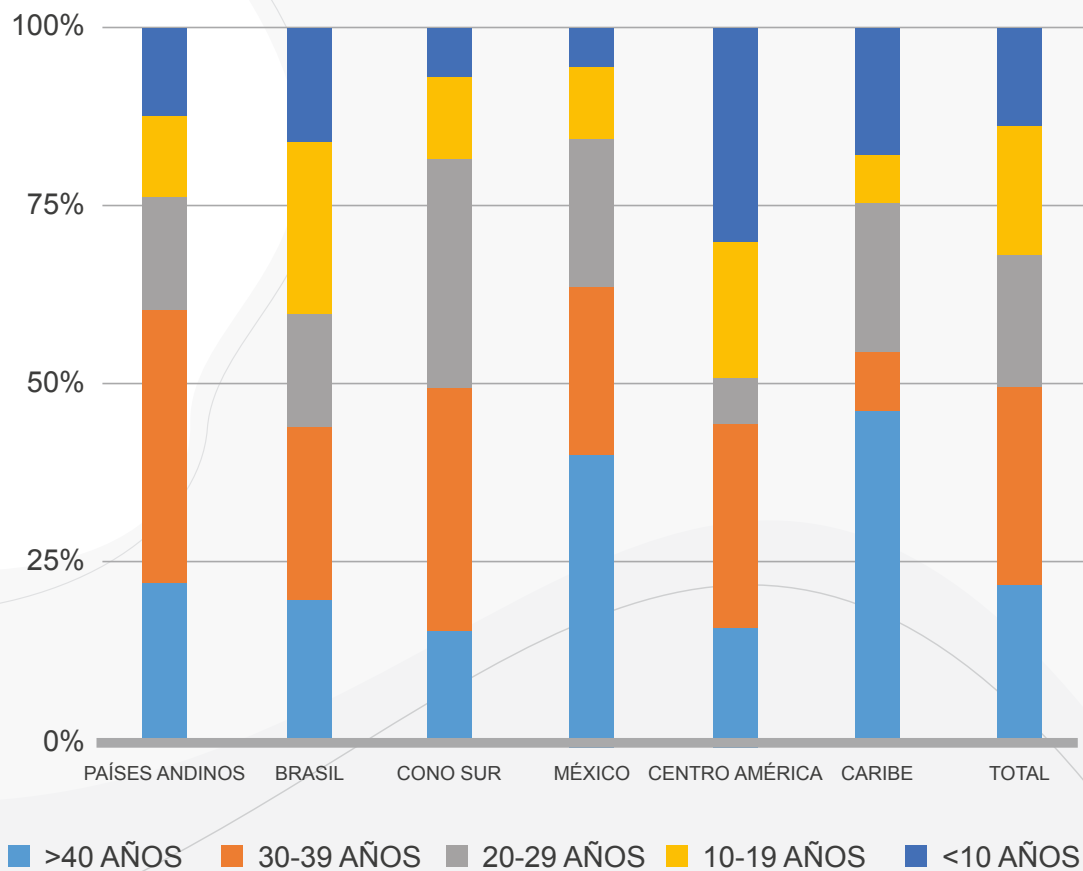


Figura 13. Antigüedad del parque hidroeléctrico por región (Fuente: Elaboración propia en base a datos de OLADE)

¹⁹ Un ejemplo reciente es la rehabilitación de las centrales de Furnas (1.216 MW, construida en 1963) y Luiz Carlos Barreto (1.050 MW, construida en 1969), parcialmente financiadas por el BID. El costo total de la rehabilitación fue de US\$ 1198.8 millones, con una Tasa Interna de Retorno de 17,8% y 13,1% para cada central, respectivamente. (Fuente: Programa de Reabilitação das Hidroelétricas Furnas e Luiz Carlos Barreto de Carvalho (BR-L1278/2549/OC-BR) Relatório de Término de Projeto (PCR)

La repotenciación, por otro lado, implica un rediseño del aprovechamiento hidroeléctrico, ya sea por una actualización en las condiciones hidrológicas (por ejemplo, nuevos aportes de caudal en la cuenca por trasvases, información actualizada de la hidrología, o cambios de las condiciones de la cuenca), o por modificaciones regulatorias (por ejemplo, implementación de precios de punta en los sistemas, incremento de energía intermitente, etc). La repotenciación implica estudiar el aprovechamiento de las obras civiles ya existentes, pero con la instalación de equipos de generación adicionales (ampliar la casa de máquinas), o nuevos equipos de mayor potencia (en la misma casa de máquinas). Al igual que la rehabilitación, al tener los costos de las obras civiles hundidos, estas inversiones tienen alta rentabilidad.

La modernización, finalmente, implica el cambio de los equipos de control de la central, sin modificar el esquema de aprovechamiento, ni incrementar potencia adicional. Estas inversiones permiten un mejor aprovechamiento hidroeléctrico, mejoran la seguridad, reducen los tiempos de parada y los costos de operaciones y mantenimiento. La modernización de las centrales hidroeléctricas es de creciente importancia en los últimos años, dados el avance tecnológico en los sistemas de medición, control, protección y manejo de datos.

La rehabilitación, repotenciación y modernización de las centrales hidroeléctricas, además de la evidente ventaja de extender la vida útil de las centrales, e incrementar su eficiencia, tiene otros beneficios asociados. El principal es la posibilidad de adecuar la central a nuevos escenarios de operación y mercado. Esto es de particular importancia en países donde el marco regulatorio ha sufrido transformaciones durante la vida útil de la central. Particularmente

en años recientes, con la entrada de las energías renovables no convencionales, algunas centrales hidroeléctricas deben modificar su operación de generación de base a respaldo en punta o en horas donde no existe generación eólica y/o solar. La rehabilitación permite optimizar el diseño de los equipos para garantizar la mejor eficiencia en estas nuevas condiciones.

Los procesos de rehabilitación no están exentos de desafíos. El primero es la planificación de la rehabilitación, considerando el tiempo de parada de la central, la necesidad de generación de respaldo, y el costo asociado a esta generación. Este factor no es trivial cuando la central a ser rehabilitada representa una porción importante de la generación de un país o región. Mas aun, en centrales de varias unidades es común que el proceso pueda durar varios años (o incluso décadas), interviniéndose una unidad a la vez. Un segundo desafío es la definición de la tecnología, particularmente, elegir entre mantener la misma tecnología (y fabricante) o realizar adecuaciones tecnológicas en el parque, con las restricciones de las obras civiles existentes. Esto plantea un desafío en la preparación del proceso de contratación, los pliegos y criterios de calificación a ser adoptados. El tercer desafío es el adecuado diseño y dimensionamiento de los equipos, tomando en cuenta la incertidumbre y falta de información asociada a los escenarios de hidrología y el cambio climático. Finalmente, si bien los procesos de rehabilitación tienen pocos potenciales impactos ambientales y sociales, es necesario considerar su adecuada mitigación, y evaluar si existen pasivos ambientales y sociales que deban ser resueltos (como, por ejemplo, compensaciones no efectuadas al momento de la construcción del embalse).

Todo proceso de rehabilitación o repotenciación debe ser realizado de manera integral, con

una revisión no solo de los equipos electromecánicos, sino también de las obras civiles, a fin de verificar su estado, y garantizar su duración por la nueva vida útil de la central. En estos casos, es clave incluir en el estudio de rehabilitación el análisis estructural de las presas y obras civiles complementarias, a fin de confirmar su estado, las necesidades de inversiones, y disminuir el riesgo de desastres. De la misma manera, es necesario realizar un análisis de la sedimentación del embalse, que en algunos casos pudo reducir la vida útil de la central.



3.5. POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO POR BOMBEO

Un aspecto que caracteriza a la generación hidroeléctrica es la posibilidad de almacenamiento horario, diario o estacional de energía (a través del almacenamiento de agua en embalses) para su uso posterior, cuando el sistema lo requiera. Una flexibilidad adicional, en el caso de las usinas hidroeléctricas reversibles, es que permiten la posibilidad de bombear agua de un embalse inferior (aguas abajo de la central hidroeléctrica), al embalse superior (aguas arriba de la central hidroeléctrica) en los periodos de baja demanda (o exceso de generación), para su uso posterior en periodos de mayor demanda (o falta de generación). Para poder realizar esta tarea, es necesario contar con instalaciones que permitan el bombeo (ya sea una turbina reversible, o una turbina y una bomba combinadas en la central). Estas tecnologías proveen una alternativa de bajo costo (y alta eficiencia) para almacenar energía, y puede incluso ser aplicada en embalses existentes, adaptando las instalaciones. Al 2016, el 99% del almacenamiento de energía eléctrica en el mundo se realiza a través de almacenamiento por bombeo[8].

A nivel mundial existen más de 145 GW de almacenamiento por bombeo [11]. Inicialmente, estas instalaciones fueron desarrolladas como complemento a generación con poca flexibilidad operativa (como ser la nuclear), impulsadas por preocupaciones de seguridad energética (después de la crisis del petróleo de 1973), y en países que ya explotaron gran parte de su potencial hidroeléctrico. Dados los mayores costos de inversión de las usinas reversibles (en comparación con una central hidroeléctrica), la existencia de diferencias de precios de generación entre los horarios de punta (generación) y valle (almacenamiento) fue una condición esencial para hacer

financieramente viables estos emprendimientos. Actualmente, la posibilidad de almacenamiento de energía por bombeo es de particular importancia para complementar el desarrollo de energía renovables intermitentes, y proveer servicios de respaldo y manejo de frecuencia al sistema. Por esta razón, existe un renovado interés en nuevas instalaciones a nivel mundial, y solo en el 2017, 6 GW de nuevas usinas reversibles fueron construidos.

En LAC solo existe 1 GW de almacenamiento por bombeo, concentrado en Argentina. Asimismo, no existen estimaciones recientes sobre el potencial de almacenamiento por bombeo en las centrales existentes, ni en nuevos aprovechamientos. El uso de esta tecnología fue poco desarrollado en la región debido a la falta de necesidad evidente, y por la falta de incentivos regulatorios. Por un lado, los sistemas eléctricos ya contaban con una flexibilidad y respaldo necesarios para garantizar la seguridad de suministro; el amplio potencial hidroeléctrico en la región permitió, y aun permite, el desarrollo de hidroeléctricas nuevas para proveer flexibilidad al sistema (con costos de inversión mucho menores a los de las usinas reversibles). Por otro lado, hasta hace poco, en la región no existió la implementación de tarifas horarias que reflejen costos marginales instantáneos, y que creen la posibilidad de arbitraje de precios (esencial para hacer viables las inversiones en almacenamiento), dado que la mayor parte de los sistemas estuvieron basados en combinaciones hidro/termo, con despacho centralizado, y con remuneración en función a costos marginales diarios o semanales. La entrada masiva de las energías renovables no convencionales en LAC plantea un nuevo escenario de mayor variabilidad, creando una evidente necesidad de estudiar el potencial y la viabilidad de desarrollar instalaciones de almacenamiento por bombeo en la región.



4. PERSPECTIVAS DE DESARROLLO, OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS

La demanda de energía está todavía directamente relacionada al crecimiento económico, tanto como un insumo necesario para garantizar este crecimiento, como también como una consecuencia del mismo [12]. Tomando en cuenta que se espera que la economía de la región continúe creciendo en las próximas décadas, se prevé también un incremento en el consumo de energía eléctrica. Proyectar el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica, y las fuentes que se usarán para garantizar su oferta no es una tarea simple, particularmente porque esta planificación depende de varios factores, siendo el principal el crecimiento económico, y otros con mayor o menor grado de incertidumbre como ser: regulación, políticas, cambios tecnológicos, impactos y restricciones del cambio climático, precios del petróleo, integración regional, crecimiento poblacional, fuentes de financiamiento, entre otros. Es así que la planificación es un ejercicio dinámico, y los planes deben ser actualizados permanentemente con la información más reciente.

Los últimos escenarios disponibles de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) [13], el Consejo Mundial de Energía (WEC, por sus siglas en inglés) [14] [15], y proyecciones internas del Banco Interamericano de Desarrollo [16], apuntan a un crecimiento económico anual en la región que varía entre 1.4% por año (en el escenario más pesimista) y 3.9% por año (en el escenario más optimista), con diferentes periodos de análisis (entre 2030 y 2060). A su vez, estas proyecciones de crecimiento económico se traducen en una proyección del crecimiento anual del consumo de energía eléctrica que varían de menos de 1% por año a 3,7%²⁰. Los rangos de estas proyecciones reflejan la incertidumbre en relación a variables claves para el desarrollo del sector eléctrico. Más

aun, proyecciones de un mismo crecimiento económico pueden resultar en diferentes escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica, reflejando diferentes tendencias tecnológicas, de intensidad energética y de integración regional, tales como los tres escenarios planteados por IEA, que con una tasa de crecimiento económico de 2,6% por año, resultan en crecimiento de la demanda entre 1,6% a 2,4% [13].

En relación al desarrollo hidroeléctrico, los escenarios de la IEA (2016) plantean que la capacidad hidroeléctrica en la región llegará a estar entre 253 y 266 GW para el 2040 (82 a 95 GW adicionales entre 2015 y 2040), manteniendo la porción de hidroelectricidad en la matriz eléctrica por encima de 50%. Si bien en términos del crecimiento anual de la capacidad hidroeléctrica instalada esta tendencia sería similar a la sostenida en las últimas décadas (2% de crecimiento anual de la capacidad instalada), en términos absolutos requiere incrementar el ritmo de instalación de los 3 GW por año (2010-2015) a entre 3,3 a 3,8 GW por año.

Los escenarios planteados para la instalación de hidroeléctricas por el WEC en 2013 [15] también son optimistas en relación al desarrollo hidroeléctrico. El escenario más optimista proyecta que la capacidad instalada de hidroeléctricas alcanzará cerca de 300 GW al 2040²¹ (una necesidad de instalar 5 GW por año, 2015-2040). No obstante, en estos escenarios, el crecimiento de la hidroelectricidad es comparativamente menor que el de otras tecnologías, por lo que su participación porcentual en la matriz se reduce ligeramente. Por otro lado, los escenarios planteados por WEC en el 2016 hasta el 2060 [14] (que expanden los planteados por WEC en 2013 y añaden un tercer escenario) reducen la proyección del ritmo de crecimiento de

²⁰ Esto significa que en el escenario pesimista la demanda de energía eléctrica se duplicaría en 70 años, mientras que en un escenario de alto crecimiento la demanda de energía eléctrica se duplicaría en menos de 20 años.

²¹ La proyección de WEC (2013) es al 2050, pero se realizó un corte al 2040 a fines de comparación con el escenario IEA.

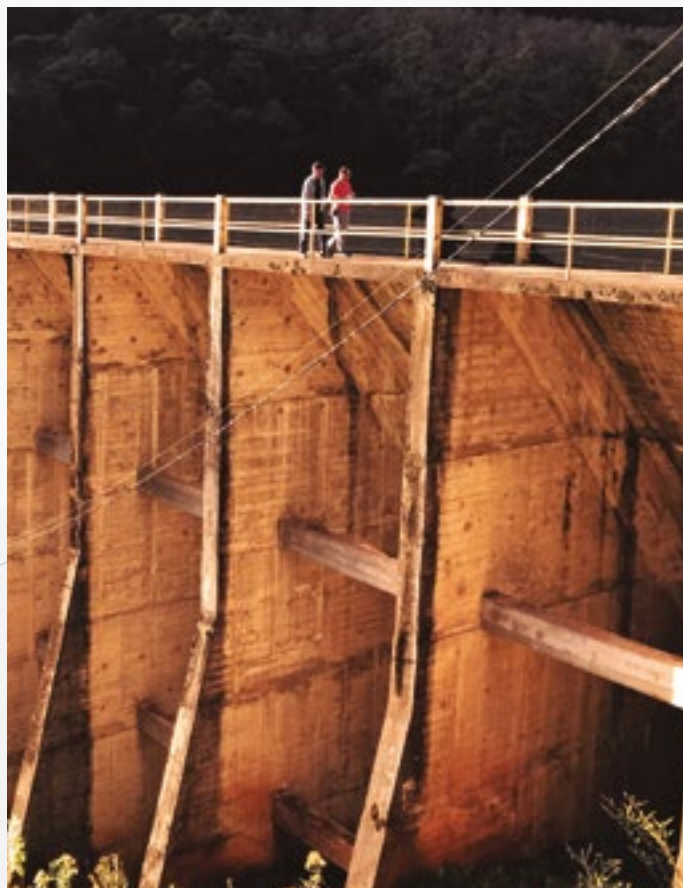
instalaciones hidroeléctricas, proyectando que sólo se llegaría a superar los 260 GW en el 2060, es decir un ritmo de cerca de 2 GW/año (menor incluso al ritmo de crecimiento experimentado en las últimas décadas). Esta reducción en el ritmo de crecimiento se debe a que en estos escenarios se prevé un rol más importante de la energía eólica y solar en la matriz energética (debida a su vez a la reducción de costos experimentada para estas tecnologías). La hidroelectricidad, en estos escenarios, actúa como un factor facilitador de las energías renovables no convencionales, proveyendo respaldo y la opción de almacenamiento de energía (mediante bombeo de energía)²².

Finalmente, los escenarios estudiados por el BID hasta el 2030 [16], plantean también que la hidroelectricidad continuará siendo la principal fuente en la matriz eléctrica regional, con un incremento de la capacidad instalada hidroeléctrica de 80 GW (entre 2015 y 2030), en este caso principalmente para servir de respaldo a la generación renovable variable con otras fuentes. Estos escenarios plantean que la capacidad hidroeléctrica en la región llegará a 250 GW al 2030, lo que implica un ritmo de instalación de 5 GW de capacidad hidroeléctrica por año.

En resumen, todos los escenarios evaluados plantean que la hidroelectricidad continuará siendo un factor clave del desarrollo del sector eléctrico en LAC, incrementándose en promedio entre 2 a 5 GW por año (dependiendo del escenario). No obstante, este desarrollo estará sujeto a un correcto manejo de los impactos ambientales y sociales, y determinado por su relación con otras fuentes de energía renovable. Un desafío adicional, será el impacto del cambio climático en el potencial hidroeléctrico, y en el funcionamiento de las centrales hidroeléctricas ya instaladas. Por otro lado, además de la

instalación de nuevas hidroeléctricas, todos los escenarios futuros deben considerar el parque hidroeléctrico que ya cumplió y cumplirá su vida útil en las próximas décadas, mismo que deberá ser rehabilitado para tener más de 250 GW en funcionamiento.

El sector hidroeléctrico es un sector maduro en términos de tecnología y de su nivel de desarrollo en la región. Asimismo, existe amplia información y herramientas desarrolladas para un adecuado manejo de los impactos ambientales y sociales de los proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, los nuevos escenarios plantean que el sector hidroeléctrico deberá adaptarse a nuevos modelos de mercado, y aprender a utilizar y sacar provecho de las nuevas tecnologías de la información para mejorar su gestión, operación y mantenimiento.



²² Debe considerarse que mientras mayor es el periodo de análisis, menor es el grado de certidumbre de las proyecciones, particularmente por las variables cuyo comportamiento no puede extrapolarse del pasado, tales como el ritmo de los cambios tecnológicos, políticas, y los impactos del cambio climático.

4.1. IMPACTOS AMBIENTALES Y SOCIALES

Como todos los grandes desarrollos de infraestructura, el desarrollo de proyectos hidroeléctricos tiene impactos ambientales y sociales (IAS) negativos. La incorrecta identificación, mitigación y manejo de estos impactos puede afectar el costo y cronograma de los proyectos, pudiendo incluso determinar su viabilidad. En consecuencia, los potenciales IAS de las centrales hidroeléctricas han sido ampliamente estudiados a lo largo de las últimas décadas, y se han desarrollado mecanismos que garantizan su correcta identificación, mitigación y manejo [4] [17] [8].

Los IAS de un proyecto hidroeléctrico dependen en gran medida de su localización y tamaño, siendo los mayores impactos normalmente asociados a la construcción de la presa y al área inundada por el embalse (los proyectos de pasada, sin embalse, también tienen impactos, aunque de menor magnitud). Por ello, se plantea que la correcta selección de un buen sitio para el desarrollo hidroeléctrico es la primera buena práctica para minimizar estos impactos [4]. La densidad de potencia (proporción de la capacidad instalada por área del embalse) se propone muchas veces como

un criterio preliminar de selección y priorización entre diferentes alternativas hidroeléctricas²³. No obstante, los IAS de los proyectos varían enormemente dependiendo del medio ambiental y social; dependiendo de la localización, un embalse pequeño no necesariamente garantiza una reducción de los impactos (o un embalse grande no necesariamente implica que se tendrán impactos que no pueden ser mitigados). Más aun, en algunos casos el impacto acumulativo de varios proyectos hidroeléctricos menores puede ser mayor que los IAS de un único proyecto hidroeléctrico que provea la misma cantidad de energía [18].

Antes de emprender cualquier desarrollo hidroeléctrico es esencial la planificación a nivel de cuenca y de sistemas, incluyendo análisis de alternativas, y estudios de evaluación ambiental estratégica. Los proyectos hidroeléctricos no deben estudiarse aislados, sino dentro del sistema al que van a integrarse. El estudio de alternativas de dimensionamiento de cada uno de los aprovechamiento en una cuenca es clave en esta etapa, ya que permite viabilizar emprendimientos en sitios con potencial que, sin una correcta optimización del tamaño, quedaría descartados.

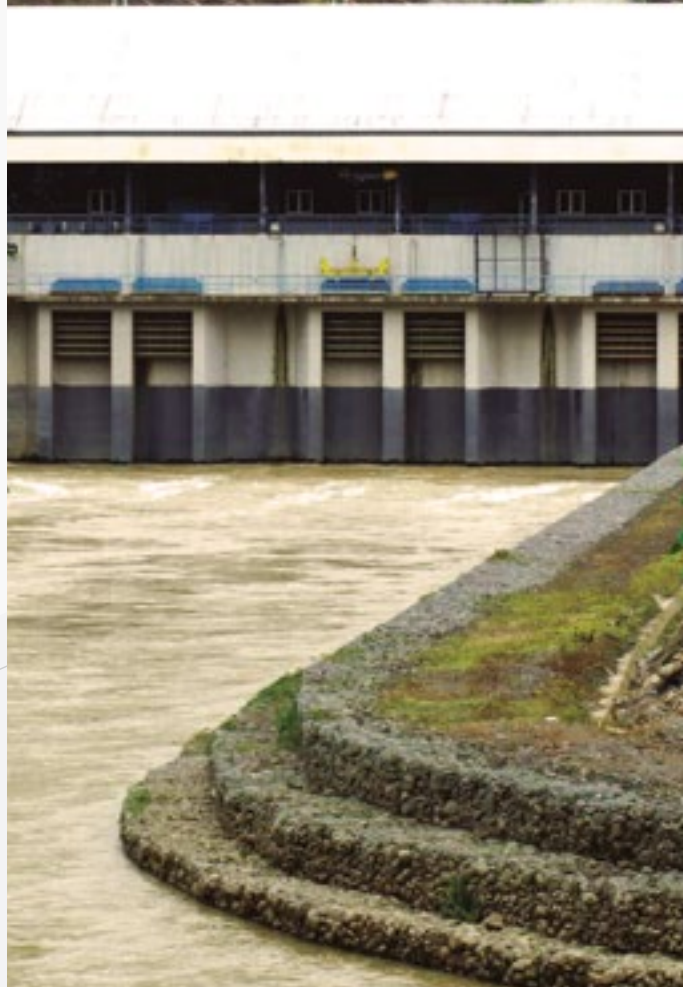
TABLA 4. PRINCIPALES IMPACTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS²⁴

IMPACTOS AMBIENTALES	IMPACTOS SOCIALES
<ul style="list-style-type: none">• Inundación de hábitat, con la consiguiente pérdida de flora y fauna, y alteración del medio.• Deterioro de la calidad del agua.• Impactos aguas abajo• Modificación en el hábitat y biodiversidad acuática (barreras para migración)• Vegetación flotante• Erosión y sedimentación• Gases de Efecto Invernadero	<ul style="list-style-type: none">• Desplazamiento involuntario de comunidades• Deterioro de la calidad del agua• Enfermedades (climas tropicales)• Cambio del uso de la tierra (Pesca, caza, agricultura)• Pérdida de patrimonio cultural y arqueológico• Creación de caminos de acceso• Líneas de transmisión• Asentamientos no planificados

²³ Por ejemplo, el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), tiene un criterio de elegibilidad de 4 W/m2.
²⁴ Si bien normalmente se separan los impactos ambientales y sociales, existe una interrelación entre ellos. Por ejemplo, la pérdida de fauna puede afectar la alimentación de pueblos indígenas, mientras que la migración de trabajadores puede también poner mayor presión sobre el medio ambiente. Las medidas de mitigación deben ser planteadas de forma integral.

Además de las herramientas de planificación, existen otras herramientas que permiten evaluar la sostenibilidad de los desarrollos hidroeléctricos con una visión integral, incluyendo aspectos de sostenibilidad ambiental, social, técnica y financiera. Por ejemplo, el Protocolo de Evaluación de la Sostenibilidad de la Hidroelectricidad²⁵ (desarrollado por la Agencia Internacional de Hidroelectricidad) propone un acercamiento estructurado y objetivo en cada paso del desarrollo hidroeléctrico (iniciación, estudio, instalación y operación), a fin de identificar y guiar la aplicación de buenas prácticas en cada etapa, y sobre todo de determinar las lagunas que deben ser subsanadas. Esta herramienta ya ha sido aplicada a proyectos hidroeléctricos en la región, ayudando a identificar brechas. La aplicación de ésta, u otras herramientas similares, es altamente recomendable desde la iniciación misma de los proyectos hidroeléctricos.

El desarrollo hidroeléctrico involucra a varios actores (sector público, entidades privadas, reguladores, beneficiarios, comunidades afectadas, inversores, etc.), cada uno con diferentes roles durante las distintas etapas del proyecto (desde su identificación, hasta su operación). La correcta asignación de los riesgos entre los actores más adecuados para mitigarlos es determinante para asegurar el éxito de los proyectos hidroeléctricos. Una incorrecta asignación de estos riesgos es una causa común de los atrasos o imposibilidad de ejecutar proyectos hidroeléctricos. Un aspecto clave es el involucramiento de las potenciales comunidades afectadas, desde etapas tempranas del desarrollo. La regulación del sector eléctrico, y las regulaciones ambientales de cada país, deben fomentar esta correcta asignación de riesgos, a fin de facilitar la identificación y mitigación de los IAS de los proyectos hidroeléctricos, sin frenar su desarrollo.



²⁵ <http://www.hydrosustainability.org/Home.aspx>

4.2. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL DESARROLLO HIDROELÉCTRICO

El cambio climático debido a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) es una realidad, y tendrá importantes efectos en el sector energético. Por un lado, 70% de las emisiones de GEI, causantes del calentamiento global, provienen de la quema de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, industria, transporte y otros, lo que señala la necesidad de una diversificación de la matriz energética para reducir las emisiones de GEI. Por otro, los cambios en el clima tendrán impacto tanto en el perfil de la demanda de energía (al modificar las temperaturas, regímenes hidrológicos, estacionalidad y comportamientos de los usuarios), como también en la oferta de energía (al modificar la disponibilidad y estacionalidad de los recursos energéticos, y la eficiencia de las tecnologías de transformación) [19]. El sector energético tendrá que adaptarse a este nuevo escenario, con mayores grados de incertidumbre en su planificación y manejo.

El sector de hidroelectricidad, específicamente, podría ser uno de los más impactados por el cambio climático. En primer lugar, el desarrollo hidroeléctrico futuro se verá afectado por modificaciones del potencial hidroeléctrico; en segundo lugar, el comportamiento de las instalaciones hidroeléctricas existentes se verá afectado por las variaciones de los regímenes hidrológicos. Adicionalmente, los impactos ambientales y sociales discutidos en la sección anterior podrían incrementarse en escenarios de cambio climático severo. No obstante, al mismo tiempo, la generación hidroeléctrica se presenta como una alternativa para la adaptación y mitigación de los potenciales impactos del cambio climático²⁶, al proveer energía

renovable que ayuda a diversificar la generación eléctrica, y al facilitar el almacenamiento de agua dulce para las épocas de sequía.

Dada esta compleja interrelación, donde la hidroelectricidad es impactada por el cambio climático, pero también es una alternativa para la adaptación y mitigación de los impactos del cambio climático, el estudio profundo de esta temática requiere de gran atención para el desarrollo del sector eléctrico en LAC. Una discusión en extenso de esta temática queda fuera del alcance de este capítulo, por lo que esta sección solo resume los principales tópicos actualmente en discusión²⁷. No obstante, las siguientes subsecciones discuten brevemente los principales aspectos: primero, el impacto del cambio climático en el potencial hidroeléctrico existente y futuro; segundo, el impacto del cambio climático en las instalaciones existentes.

²⁶ Si bien existe el argumento de que todos los embalses contribuyen sustancialmente a las emisiones de GEI, debido a la descomposición de materia orgánica, los análisis del ciclo de vida de proyectos hidroeléctricos han demostrado que no es posible generalizar este supuesto. La mayoría de las estimaciones del ciclo de vida de las emisiones de GEI para proyectos hidroeléctricos se sitúan entre 4 y 14 g CO₂eq/kWh. Estas emisiones de GEI varían de acuerdo a las condiciones climáticas y cubiertas terrestres previas al embalse, el período de vida, las tecnologías hidroeléctricas, y otras circunstancias específicas de cada proyecto. Más aun, incluso en algunos casos los embalses pueden absorber más GEI de las que emiten, por lo que el análisis debe ser caso por caso, considerando no solo las emisiones de GEI del embalse, sino las emisiones de GEI que hubiesen ocurrido en caso que el embalse y la central hidroeléctrica no se hubiese construido. Fuente (IPCC, 2011) [34].

²⁷ Para una amplia discusión sobre los impactos del cambio climático en los sistemas de energía se recomienda [19]

4.2.1. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO.

La mayor parte de los modelos climáticos muestran que el cambio climático resulta en una intensificación del ciclo hídrico: mayores precipitaciones en las épocas de lluvia, y periodos de sequía más largos [19]. De la misma manera, los modelos climáticos, y los registros de años pasados, muestran un incremento de la frecuencia de eventos climáticos extremos (incluyendo inundaciones y sequías)²⁸. El potencial hidroeléctrico depende tanto de la topografía como de la precipitación pluvial, siendo esta segunda afectada por el cambio climático. Más aun, el incremento de las temperaturas está causando también la reducción de los glaciales tropicales, de mucha importancia para la generación hidroeléctrica en la región andina.

A nivel global los estudios no muestran un impacto significativo sobre el potencial hidroeléctrico total, e incluso se evidencia un ligero incremento [20]. Sin embargo, aunque el potencial hidroeléctrico se mantenga (como una cifra global), los impactos del cambio climático sobre los recursos hidroeléctricos son altamente localizados, a nivel de cuenca o sub-cuenca. Los modelos muestran modificaciones en la estacionalidad, y distribución geográfica de los recursos hidrológicos, así como un incremento en su variabilidad. En el caso de LAC, los estudios realizados muestran impactos positivos y negativos en el potencial hidroeléctrico (dependiendo de la zona), y no existen resultados concluyentes.

Un estudio realizado por IEA, comparando un escenario climático severo con un escenario moderado al 2040, muestra que, en el escenario climático severo, el recurso hídrico se incrementaría en Brasil, Venezuela, Colombia, mientras que se vería reducido en Perú, Ecuador, Bolivia Paraguay, Uruguay, y en gran

medida en Argentina y Chile [13]. Si bien el aumento del recurso hídrico, en algunos países, indicaría un incremento del potencial hidroeléctrico, plantea también un desafío para el manejo de mayores caudales, particularmente donde exista una mayor variabilidad en ellos (por ejemplo, incremento en las riadas o inundaciones). En estos casos, es necesario plantearse si es posible el almacenamiento (embalse) estacional o anual, dada las restricciones ambientales y sociales existentes. Por el otro lado, la reducción del potencial en el resto de los países, indica la necesidad de incrementar otras fuentes de energía. La integración e interconexión entre países se vislumbra también como una alternativa para balancear los impactos a nivel regional.

Empero, tal como fue mencionado, los diversos estudios no son concluyentes. Existen otras fuentes que, al contrario de los escenarios planteados por IEA, muestran una reducción de la generación hidroeléctrica en Brasil y Venezuela, mientras que se da un incremento en la cuenca del Plata y en la región Andina [21]. Otros análisis han abordado la temática con un ámbito geográfico de estudio más reducido. En el caso de Brasil, estos muestran una reducción de entre 29% a 31% en la energía firme de las hidroeléctricas (aquella que puede ser provista 100% del tiempo, en la época más seca), y una pérdida en la confiabilidad de la generación (es decir, mayor variabilidad), lo que implica necesidad de generación de respaldo, y costos adicionales para el sistema [22]. En el caso de Chile, la generación hidroeléctrica se vería reducida entre 14% a 18%, hasta el 2100 [23]. En el caso de Bolivia, las investigaciones obtuvieron resultados similares, con una reducción de entre 18% a 20% para el final del siglo en la generación hidroeléctrica [24]. En el caso de Colombia, se ve una reducción del aporte hidroeléctrico entre 6% a 8%, para el año 2050 [25]. En

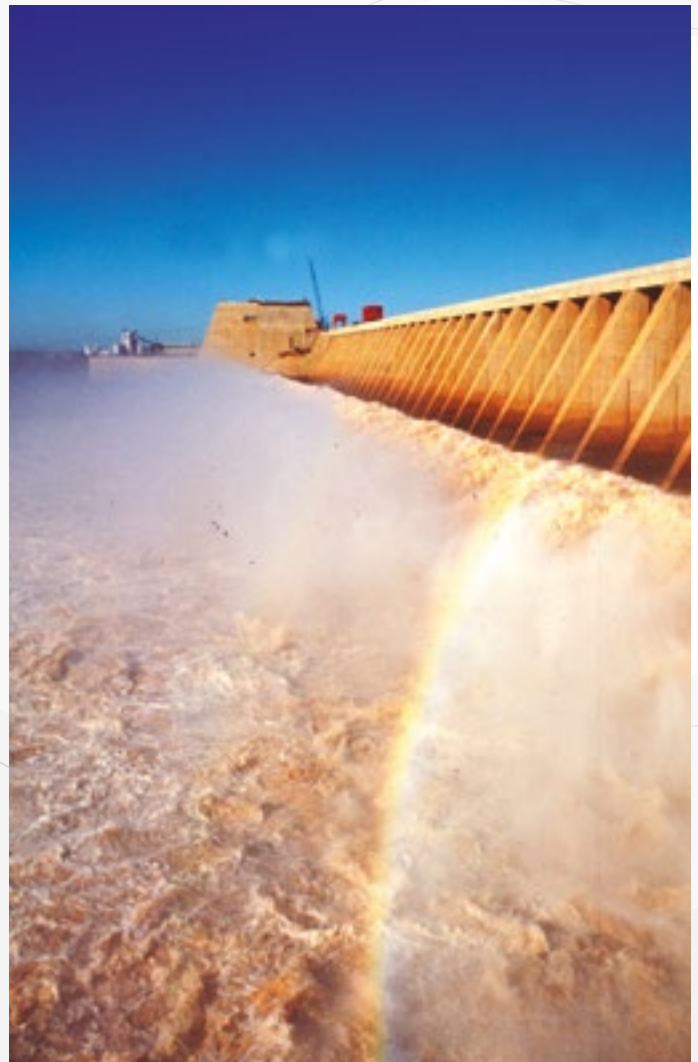
²⁸ En los últimos 20 años la ocurrencia de eventos climáticos extremos se ha multiplicado por 4 (WEC, 2014).

estos tres estudios, los costos de operación del sistema eléctrico se incrementan (debido a la necesidad de generación de respaldo para garantizar la seguridad energética). En el caso de Centroamérica, un estudio coordinado por el BID [26] muestra que esta región es una de las más vulnerables al cambio climático. En el escenario más extremo, se experimentaría una reducción de 39,5% en la producción hidroeléctrica, al 2100.

Los análisis mencionados cuantifican solamente el impacto del cambio climático en el potencial de generación hidroeléctrica. Empero, el cambio climático plantea desafíos adicionales. Particularmente, en un escenario de mayores temperaturas, mayor frecuencia de eventos climáticos extremos, sumados a un crecimiento poblacional, existirá competencia por el uso del recurso hídrico (por ejemplo, aprovechamiento de agua embalsada para riego y/o agua potable, en lugar de generación hidroeléctrica), incrementando la presión sobre la generación hidroeléctrica. El desarrollo hidroeléctrico futuro precisará de planificación y manejo integrado de las cuencas, incluyendo una planificación multisectorial. Más aun, la planificación y diseño de proyectos hidroeléctricos no podrá basarse más únicamente en registros históricos de precipitación e hidrología, dada su creciente variabilidad; es necesario que los nuevos aprovechamientos sean planteados en un análisis riesgo de escenarios de cambio climático, a fin de producir una solución robusta. Considerando que el impacto del cambio climático es altamente localizado, será importante estudiar las posibilidades de integración regional, como una medida de reducir los costos necesarios de adaptación a la variabilidad hidroeléctrica.

El impacto del cambio climático en el potencial hidroeléctrico es un tema actual de estudio.

Todos los modelos climáticos están sujetos a un alto grado de incertidumbre, debido a su complejidad, y la falta de información con la granularidad adecuada para poder predecir impactos localizados en el mediano o largo plazo. A medida que se desarrollan modelos más detallados, se incrementa la granularidad de la información disponible y la capacidad de procesamiento, será posible producir nuevos estudios con mayor grado de certidumbre. El rol de las entidades de desarrollo será muy importante para apoyar en el desarrollo y difusión de estas herramientas.



4.2.2. IMPACTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL OPERACIÓN HIDROELÉCTRICA Y MEDIDAS DE ADAPTACIÓN

El cambio climático afectará no solo el desarrollo hidroeléctrico futuro (al modificar el potencial), sino también la operación del parque hidroeléctrico existente, particularmente por las modificaciones de los patrones de lluvia y ciclos hidrológicos. El incremento del volumen y variabilidad de las precipitaciones puede tener varios efectos en los ríos entre ellos: incremento de los caudales máximos anuales (en la época de lluvia), reducción de los caudales mínimos anuales (en la época seca), incremento de la erosión (debido al incremento de la variabilidad), y por ende de la sedimentación en los embalses. Estos efectos impactarían directamente la operación de las centrales existentes, y requerirán medidas de adaptación:

- El incremento de los caudales máximos plantea la necesidad de reforzar las obras civiles de los embalses existentes, y de generar planes de mitigación de riesgos. Otra alternativa de adaptación es la construcción de embalses de regulación aguas arriba de las presas (sujetos al adecuado manejo de los impactos sociales y ambientales). La construcción de embalses de regulación (con posible uso hidroeléctrico), puede ayudar a optimizar el manejo de los recursos hídricos, y ayudar a la prevención de inundaciones. Asimismo, estos embalses pueden actuar como catalizadores de generación renovable variable (eólica y solar).
- Como una externalidad positiva del incremento de caudales, existe la posibilidad de incrementar la potencia instalada de las centrales existentes, instalando unidades de generación adicionales para aprovechar los nuevos caudales máximos, sujeto a

un manejo adecuado de los caudales aguas abajo de las centrales.

- La reducción de los caudales mínimos disminuiría la energía firme de las centrales en la época seca, particularmente en las centrales de pasada, incrementando la necesidad de diversificar la matriz eléctrica con otras fuentes de respaldo firme. Si bien en algunos casos puede plantearse la posibilidad de construir embalses (o incrementar la capacidad de los embalses existentes) para almacenar agua en las épocas lluviosas para las épocas secas, esta posibilidad está sujeta a las restricciones ambientales y sociales, y también limitada por la rigidez de las obras civiles ya existentes. La interconexión regional o internacional ayudaría también a amortiguar las variaciones estacionales, aprovechando las complementariedades de los recursos energéticos regionales.
- El incremento de erosión y sedimentación, asociada a un incremento de la variabilidad de los caudales, puede reducir la vida útil de los embalses existentes, planteando la necesidad de medidas de mantenimiento adicionales de los embalses, e incrementando las necesidades adicionales de generación en plazos menores a los inicialmente contemplados en los planes de expansión.
- Considerando que existen varios GW de instalaciones hidroeléctricas cerca de cumplir su vida útil, con necesidades de rehabilitación, será necesario contemplar escenarios de cambio climático en el diseño de las medidas de rehabilitación, a fin de aprovechar los posibles potenciales adicionales.

4.3. COSTOS Y FINANCIAMIENTO

La hidroelectricidad es una fuente renovable de energía eléctrica de bajo costo²⁹, que se basa en tecnologías maduras, flexibles, altamente confiables³⁰, y de alta eficiencia. Si bien las centrales hidroeléctricas se caracterizan por ser intensivas en capital, con altas inversiones iniciales para su construcción, tienen bajos costos de operación y mantenimiento. Como resultado, los costos de producción de la hidroelectricidad son competitivos sin necesidad de subsidios, y permiten su explotación durante varias décadas. Mas aun, los beneficios de los proyectos hidroeléctricos no se restringen solo a energía renovable, sino que pueden ser multipropósito, incluyendo

riego, agua potable, control de inundaciones, y desarrollo regional. Esta cualidad de brindar varios beneficios diferencia a la hidroelectricidad de otras energías renovables (solar y eólica). Adicionalmente, hasta el 2016, la hidroelectricidad es la única alternativa de almacenamiento masivo de energía, de bajo costo, que facilita el desarrollo de energía renovables variables. En contraste, los tiempos de preparación y construcción de los proyectos hidroeléctricos son normalmente más largos que los de otras tecnologías, pudiendo superar una década para proyectos de gran envergadura (desde su inepción hasta su entrada en operación), por lo que la correcta planificación y ejecución de estos proyectos es crucial para su viabilidad.

TABLA 5. COSTOS DE LOS PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS (FUENTE: IRENA [27,28])

	TAMAÑO			REHABILITACIÓN/ REPOTENCIAMIENTO
	< 1 MW	1-10 MW	>10 MW	
Tiempo de construcción (meses)	6-10	10-18	18-96	
Factor de planta (%)	40-60	34-56	34-56	
Costo de inversión (US\$/kW)	3.400-10.000	1.000-4.000	1.050-7.650	500-1.000
Operación y Mantenimiento (US\$/kW/año)	45-250	40-50	45	-
Costo de producción (US\$/MWh) (10% tasa de interés)	270-	20-100	20-190	10-50

²⁹ Considerando el costo nivelado por unidad de energía eléctrica (ver sección 4.3.2). El costo nivelado se utiliza para comparar diferentes fuentes de energía eléctrica, incluyendo los costos de inversión, operación, mantenimiento, combustibles, etc., durante toda la vida útil del proyecto. De esta forma, es posible comparar tecnologías con diferentes costos de inversión, de operación y mantenimiento, y factor de planta diferenciados.

³⁰ La disponibilidad de las centrales hidroeléctricas nuevas puede llegar hasta 98%, y mantenerse por encima de 90% con un buen régimen de mantenimiento.

4.3.1. COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión de las centrales hidroeléctricas dependen principalmente de las obras civiles³¹ y del equipamiento electromecánico³². Asimismo, el costo total de las centrales debe contemplar las compensaciones y medidas de mitigación ambientales y sociales. Cada proyecto hidroeléctrico es una solución específica, que depende de la geología, topografía, recurso hídrico, y condiciones socio ambientales del

sitio. En consecuencia, la distribución entre estas tres categorías de costo es altamente variable. Por ejemplo, la Figura 13, muestra la distribución de estos costos en el presupuesto de 16 proyectos hidroeléctricos de Brasil, desarrollados en el periodo 2011-2015 [8]. En media, los costos de obras civiles representan 40%, el equipamiento electromecánico 40%, y las compensaciones ambientales y sociales 20%, aunque puede observarse la variabilidad en estas distribuciones.

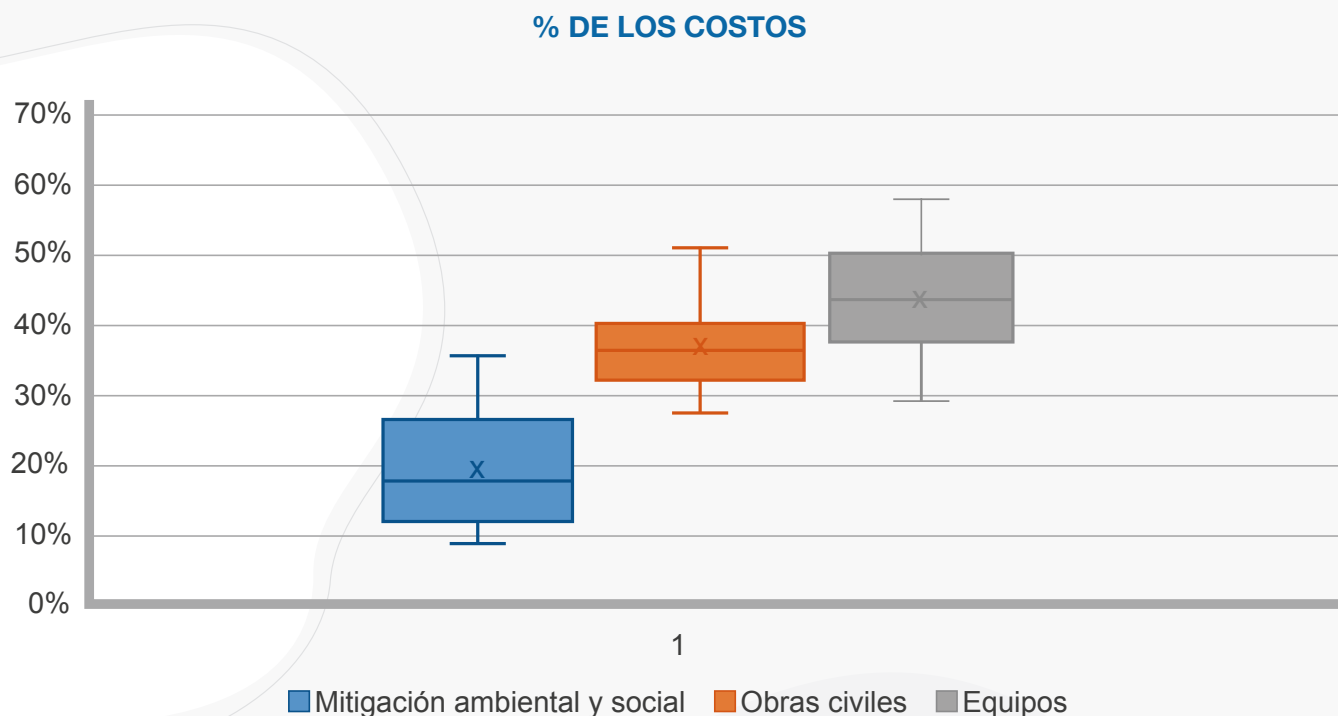


Figura 14. Participación de categorías de costo en el presupuesto total (Elaboración propia en base a datos de [8])

³¹ Obras civiles: presa, túnel, canales, embalse de compensación, casa de máquinas, chimenea de equilibrio, caminos de acceso, etc.

³² Equipamiento electromecánico: Generadores, turbinas de presión, válvulas, tubería, equipo de control y protección, guinches, compuertas, etc.

En los proyectos de gran envergadura, los costos de inversión están dominados por las obras civiles, y en menor medida por el equipamiento. Por el contrario, en aprovechamientos pequeños, los equipamientos pueden llegar a ser más del 50% del costo total [27]. Los proyectos hidroeléctricos demuestran economías de escala, y el costo por unidad de potencia instalada está altamente influenciado por el tamaño de los emprendimientos. Mientras que en mini centrales hidroeléctricas (<1 MW), cada kilovatio instalado puede costar hasta 10.000 \$US, en grandes aprovechamientos podría costar 10 veces menos (1.000 \$us/kW).

Centrales recientemente contratadas en Brasil muestran costos promedio de 1.870 \$Us/kW para capacidades menores a 300 MW, 1.379 \$Us/kW para centrales entre 301 y 1000 MW, y 1.080 US\$/kW para centrales de más de 1.000 MW. En el extremo se muestran precios de hasta 688 \$Us/kW para 11.000 GW instalados [8]. Los costos de inversión de las rehabilitaciones y/o re-potenciamientos son incluso menores (un rango entre 500-1.000 \$us/kW), considerando que muchos de los costos de las obras civiles y compensaciones ambientales y sociales están ya hundidos, siendo estas inversiones altamente atractivas.

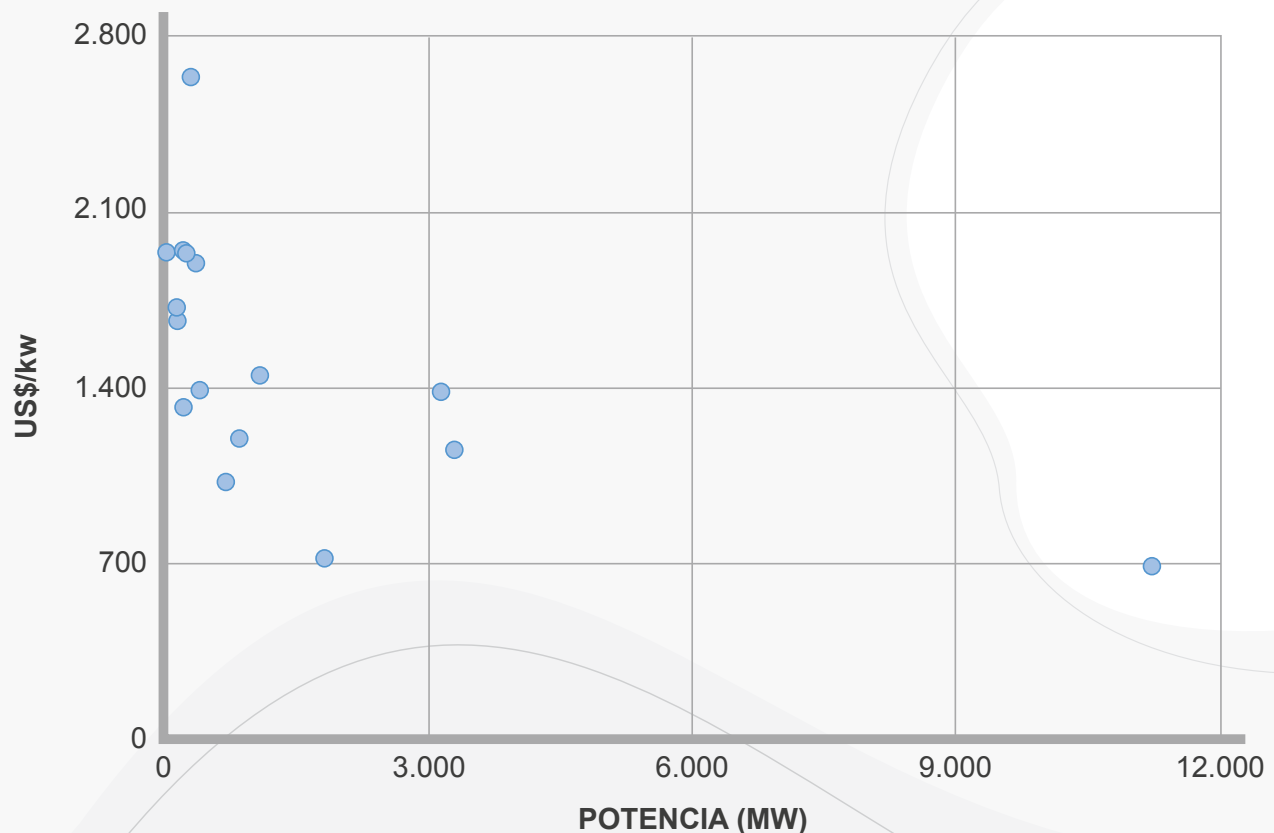


Figura 15. Costos de Centrales Hidroelectricas Instaladas en Brasil (2011-2015)
(Elaboración propia en base a datos de [8])

4.3.2. COSTOS NIVELADOS

Los costos nivelados (o costos de producción) de las centrales hidroeléctricas contemplan los costos de inversión anualizados (asumiendo un costo del capital), los costos de operación y mantenimiento, y otros costos anuales, a fin de permitir una valoración del costo de la energía suministrada. En general, los costos nivelados de las hidroeléctricas están altamente influenciados por los costos de inversión, por lo que también muestran economías de escala, y varían entre 20 \$US/MWh (para grandes emprendimientos), a más de 270 \$us/MWh (para mini centrales).

Además de los costos de inversión, los costos nivelados son altamente influenciados por el factor de planta, y por los costos del financiamiento. Dos proyectos de capacidad instalada similar, con un costo por capacidad instalada similar, pueden tener costos nivelados por unidad de energía muy diferentes, dependiendo de las características del financiamiento, y del factor de planta. Por ejemplo, un proyecto de 10 MW, con un costo de US\$ 20 millones de dólares, puede tener costos de energía entre 35 a 96 \$Us/MWh, considerando diferentes combinaciones de financiamiento y factor de planta.³³

TABLA 6. COSTOS NIVELADOS (ELABORACIÓN PROPIA)

	CAPACIDAD (MW)	COSTO (US\$ MILLONES)	FACTOR DE PLANTA (%)	TASA INTERÉS (%)	MWH/AÑO	\$US/MWH
1	10	20	30%	5%	26.280	68
2	10	20	60%	5%	52.560	35
3	10	20	30%	10%	26.280	96
4	10	20	60%	10%	52.560	49

³³ Se consideran costos de operación y mantenimiento fijo de 13 \$US/kw/año y variables de 1,8 \$us/Mwh. El financiamiento se considera a 20 años, con pagos anualizados constantes.

Si bien el costo nivelado se propone como un comparativo entre las distintas tecnologías, debe usarse con mucha cautela. El costo nivelado no refleja todos los posibles costos y beneficios de las tecnologías, y puede proveer una comparación parcial. Por ejemplo, un proyecto hidroeléctrico construido para proveer generación de respaldo de generación variable (eólica o solar), puede tener un costo nivelado alto (incluso mayor al de las fuentes renovables que respalda), debido a su bajo factor de planta (opera un número limitado de

horas al año); sin embargo, sin este respaldo de capacidad firme, la generación variable no sería posible, en este caso el costo nivelado no refleja el valor de la energía hidroeléctrica para el sistema. Asimismo, en proyectos multipropósito, el costo nivelado de la energía no captura los beneficios adicionales por riego y/o agua potable, o manejo de inundaciones. El costo nivelado no debe ser utilizado como el único factor de decisión para comparar entre tecnologías, siendo necesaria una planificación y evaluación de alternativas a nivel de sistema.



4.3.3 FINANCIAMIENTO

La comparación de la sección anterior (Tabla 6) es un claro ejemplo de la importancia de las fuentes de financiamiento para los proyectos hidroeléctricos (o en general, para los proyectos intensivos en capital, con una larga vida útil, y bajos costos de operación y mantenimiento). Este tipo de proyectos son muy sensibles a las condiciones del financiamiento. Financiamientos con altas tasas de interés (que buscan el retorno de la inversión en el corto plazo) pueden convertir algunos proyectos hidroeléctricos en poco competitivos, e inviabilizar inversiones que, por su propia naturaleza, son atractivas y viables en el largo plazo. Las altas tasas de interés son un reflejo de la percepción de riesgo del financiamiento [29], y no se restringe solo a los riesgos técnicos y de desarrollo (geología, impactos sociales, tiempos de implementación), sino a los riesgos regulatorios y macroeconómicos.

Los proyectos hidroeléctricos, por su naturaleza, son complejos desde el punto de vista del financiamiento, en comparación con otras tecnologías de generación tradicionales (generación a gas), o alternativas (eólica y solar). Por un lado, los proyectos hidroeléctricos tienen incertidumbres intrínsecas asociadas a la construcción, especialmente de las obras civiles (túnel y presa), debido a las incertidumbres asociadas con la geología, y a la cuantificación de volúmenes de obra. Esta incertidumbre se traduce directamente en una percepción de mayor riesgo para el financiamiento, por la posibilidad de atrasos y sobrecostos durante el periodo de construcción. Por otro lado, los impactos ambientales y sociales también pueden convertirse en un factor de riesgo, asociado a posibles atrasos en la construcción, y a la inversión necesaria para mitigarlos. Finalmente, la generación está sujeta también a un grado de incertidumbre, debido a la variabilidad de la hidrología.

Esta variabilidad impacta directamente en los beneficios que pueden obtenerse del proyecto, y la posibilidad de repago de los financiamientos. Una estimación errada de la hidrología puede llevar a construir proyectos que no son viables.

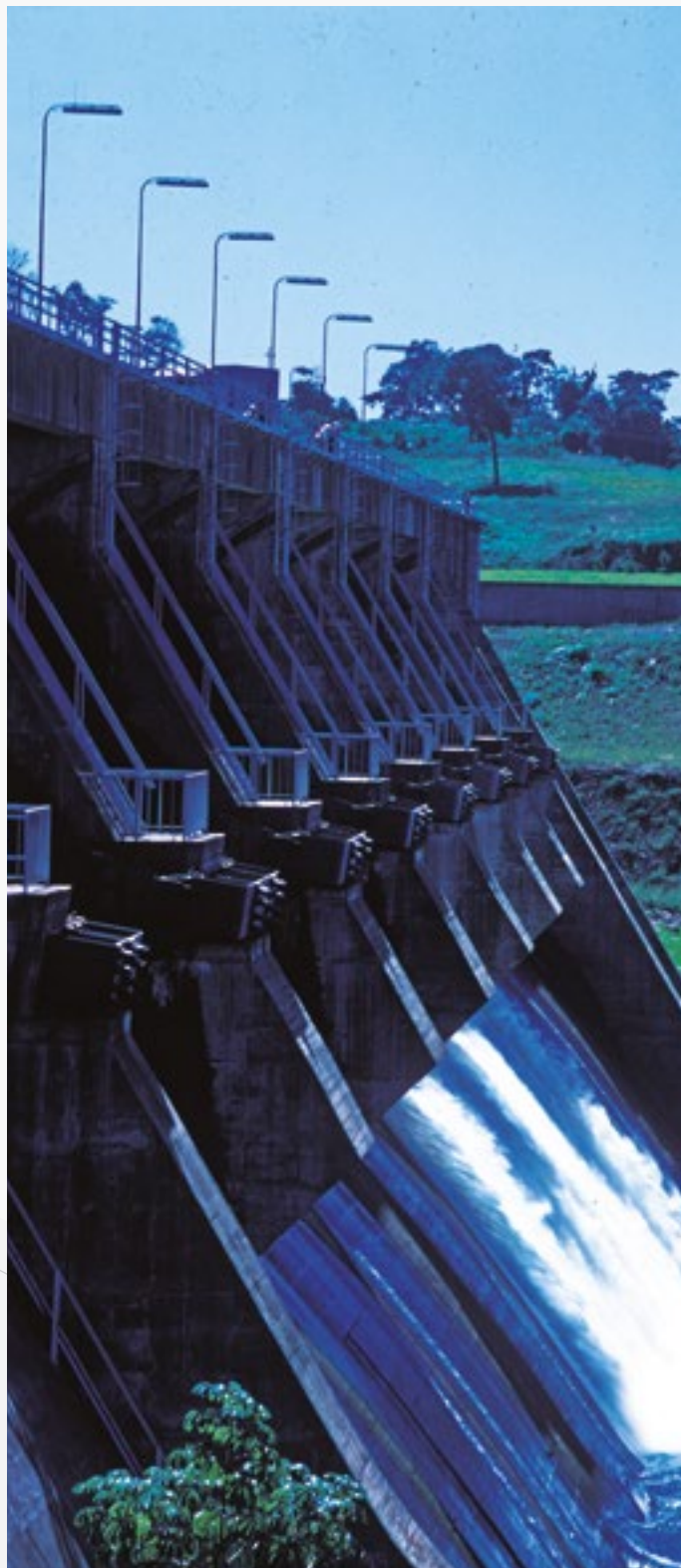
Esta discusión es de suma importancia cuando se consideran las necesidades de inversión para el desarrollo hidroeléctrico de las próximas décadas (2-5 GW/año)³⁴. Tradicionalmente, las entidades públicas fueron las encargadas de financiar y desarrollar estos proyectos, siendo que el sector público es capaz de proveer u obtener financiamiento de largo plazo, y de manejar algunos de los riesgos asociados a estos emprendimientos. No obstante, considerando que los fondos públicos son limitados, y compiten con una diversidad de usos alternativos, será necesario desarrollar y utilizar herramientas que faciliten el financiamiento de proyectos hidroeléctricos, incluyendo mecanismos de garantía (contra riesgos técnicos, regulatorios), financiamiento de fondos verdes, debentures, y la diversificación de las fuentes, a través de alianzas público-privadas. El establecimiento de políticas, incentivos y marcos regulatorios predecibles, creíbles y de largo plazo, es la medida más costo efectiva para atraer financiamiento para el desarrollo de las energías renovables en LAC[29].

Asimismo, la correcta pre-inversión en los proyectos hidroeléctricos (estudios de planificación, prefactibilidad, factibilidad y diseño) es también un factor determinante para reducir los riesgos durante la construcción, facilitando de esta manera el financiamiento público y privado. Los estudios de preparación son costosos, llegando a representar hasta 10% de los costos de instalación; no obstante, la inversión en estudios que permitan reducir los grados de incertidumbre y la percepción

³⁴ Con un costo promedio de US\$ 2.000/kW, esto se traduce en 4.000 a 10.000 millones de US\$ por año.

³⁵ Un ejemplo es la "Hydropower Preparation Facility" propuesta por la IHA - <https://www.hydropower.org/preparationfacility>.

de riesgo puede verse compensada con la mejora en las condiciones de financiamiento para la construcción de los proyectos (con tasas menores, o plazos mas largos). En este contexto, la creación de fondos o facilidades para la preparación de proyectos hidroeléctricos³⁵, que brinden financiamiento en condiciones adecuadas en la etapa de pre-inversión, apoyaría a concretar proyectos que de otra manera no se realizarían, además de ser un catalizador para atraer financiamiento privado al sector.



4.3.4. SOBRECOSTOS Y SOBRETIEPOS

Debido a las altas necesidades de inversión iniciales, las centrales hidroeléctricas pueden ser controversiales por sus costos. Los proyectos de gran envergadura pueden superar las centenas o miles de millones de dólares, y en algunos casos, representar una porción significativa de la inversión total en infraestructura de un país. Una subestimación de los costos de inversión de un proyecto en la etapa de estudio, o de sus plazos de ejecución, puede provocar a que se apruebe la ejecución de proyectos cuya viabilidad económica-social sea marginal una vez concluidos. Incluso con una buena estimación de los costos de un proyecto en la etapa de estudio, pueden incurrirse en sobrecostos en la etapa de ejecución, debidos a aspectos de riesgo que no fueron correctamente identificados, cuantificados y mitigados durante la pre-inversión (por ejemplo, geología, compensaciones ambientales, inundaciones). Los atrasos causados en la ejecución son un costo adicional para el sistema eléctrico (muchas veces no cuantificado en las cuentas finales), ya que el sistema debe proveerse de otras fuentes de energía (o enfrentar racionamiento).

A nivel mundial existe evidencia que los presupuestos de las hidroeléctricas están, en la mayor parte de los casos, subestimados [30]. Particularmente, los proyectos hidroeléctricos en LAC presentan mayores sobrecostos que en América del Norte, África, Europa, Oceanía y el Sudeste Asiático. Un estudio realizado en base al análisis de 58 proyectos del Banco Mundial desarrollados entre 1976 y 2005 [31], muestra que los sobrecostos de los proyectos hidroeléctricos en Latinoamérica son de 54%, comparados con 25% en África, 15% en Europa, y 7% en Asia. Asimismo, el análisis muestra que los retrasos en los proyectos en LAC representan 23% de los cronogramas estimados, un valor similar a Europa, pero superior a África y Asia,

que tienen 16% y 10% respectivamente. Los atrasos en muchos casos exceden los 30 meses, tiempo suficiente para la instalación de otras tecnologías de generación (termoeléctricas a gas natural, eólicas, fotovoltaicas)[29]. La literatura muestra que estos sobrecostos se deben principalmente a subestimaciones durante la etapa de planificación (“sesgo de optimismo” en la estimación de los presupuestos), y a los retrasos durante la etapa de ejecución, asociados a malas estimaciones a mediano plazo de la geología, precios de importaciones, tasas de interés, salarios, temas ambientales, entre otros [30]. Si bien en casos particulares, los sobre costos y sobre tiempos pueden inviabilizar la rentabilidad económica de las inversiones, la evidencia hasta ahora disponible muestra que en muchos casos los beneficios de los proyectos están también sub-dimensionados, y, en promedio, estas inversiones siguen siendo viables.

Considerando el potencial existente y el crecimiento de la demanda en LAC, se espera que los países de LAC sigan desarrollando proyectos hidroeléctricos. En este contexto, es importante investigar, de forma sistemática y detallada, qué factores en las etapas de pre-inversión e inversión generan que esta región sea más propensa que otras a sobrecostos y retrasos en los proyectos hidroeléctricos, y que lecciones aprendidas pueden extraerse para el desarrollo de futuros proyectos. Más aun, es imprescindible profundizar las etapas de pre-inversión, y emplear técnicas adecuadas para la estimación de los presupuestos y cronogramas de los proyectos hidroeléctricos, a fin de tener una estimación realista de sus costos y beneficios [32].

4.3.5. PERSPECTIVAS DE REDUCCIÓN DE COSTOS

Las tecnologías que permiten aprovechar el potencial hídrico fueron desarrolladas hace más de un siglo.³⁶ En consecuencia, las turbinas y generadores hidroeléctricos son tecnologías altamente eficientes, que permiten aprovechar hasta el 95% del potencial hidroeléctrico. En las próximas décadas, se espera que los costos de las centrales hidroeléctricas se mantengan en los rangos discutidos en la sección anterior [27], no se prevén grandes reducciones, y las variaciones solo reflejarán las variaciones de costo de las materias primas para la fabricación de equipos, y la variación de los costos de construcción de obras civiles. No obstante, los avances en las tecnologías de la información, en las décadas recientes, aun permiten incrementar en algunos puntos la eficiencia de las turbinas, mediante modelos computacionales detallados para diseñar cada turbina, en lugar de modelos físicos-hidráulicos, lo que tiene un impacto en la energía generada. Asimismo, nuevas tecnologías de control y automatización permiten incrementar la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas (reduciendo los tiempos y costos de parada). De la misma manera, el desarrollo de nuevos materiales, permite la fabricación de turbinas de mayor durabilidad, mejor rendimiento, y menores costos de mantenimiento. Por otro lado, el interés por los impactos ambientales de la hidroelectricidad, han fomentado el desarrollo de nuevos tipos de turbina (Bulbo, Alden, y turbinas hidro-cinéticas), que permiten minimizar el impacto de las hidroeléctricas, y el aprovechamiento de potencial anteriormente inaccesible.

En términos del aprovechamiento futuro del potencial hidroeléctrico en la región, si bien existe la percepción de que los sitios de menor costo han sido ya explotados en su totalidad, la evidencia demuestra lo contrario. Un claro

ejemplo es el desarrollo reciente de proyectos en Brasil con un costo instalado menor a US\$700/kW y costos nivelados de US\$25/MWh [8]. Otros estudios muestran también la posibilidad de desarrollar varias decenas de GW, con costos de instalación menores a 2.000 \$US/kW [9]. Estas proyecciones no pueden generalizarse a toda la región, ya que las perspectivas son específicas para cada país, acorde a su nivel de desarrollo de potencial, y a las restricciones ambientales y sociales existentes. En consecuencia, un paso esencial para el desarrollo hidroeléctrico futuro en la región es la actualización de los potenciales hidroeléctricos (técnicos y económicos). Los siguientes pasos deberán contemplar la planificación a nivel de sistemas, seguida de una pre-inversión que permita no solo la correcta estimación de los costos y cronogramas de los proyectos, sino también, una adecuada valoración de sus beneficios.



³⁶ Turbina Francis, 1848, Turbina Pelton 1870, Turbina Kaplan, 1913.

5. PERSPECTIVAS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La instalación de proyectos hidroeléctricos en LAC tuvo su apogeo en las décadas de los 70s y 80s, cuando la capacidad hidroeléctrica de la región creció 5 veces, con la instalación de más de 70 GW. Durante los años 90s, y la década del 2000 continuó su desarrollo, con la instalación de otros 60 GW de hidroeléctricas en la región durante esas dos décadas. Los datos del último quinquenio (2010-2015) muestran que el desarrollo hidroeléctrico no se ha detenido, y que aún se instalan entre 2 a 3 GW promedio por año en la región.

La hidroelectricidad continúa siendo una tecnología clave para el desarrollo de los sectores eléctricos de la región, al ser una tecnología madura, confiable y de bajo costo. Más aun, las proyecciones apuntan a que la generación hidroeléctrica continuará siendo esencial para cubrir la demanda de energía eléctrica en LAC, y que se instalarán hidroeléctricas a un ritmo similar al que se experimentó en las últimas décadas (2 GW/año), o incluso a un ritmo superior (hasta 5 GW/Año). Este ritmo de instalación requeriría un volumen de inversiones de entre cuarenta mil a cien mil millones de dólares por década.

Un factor que impulsará este desarrollo hidroeléctrico será la necesidad de cumplir con las metas establecidas en la COP 21, con relación a la disminución de la generación fósil, y sus emisiones asociadas. Dada su flexibilidad operativa, y la posibilidad de almacenar energía, la hidroelectricidad permite el desarrollo y complementa la instalación de energías renovables no convencionales. Otro factor que podría impulsar el desarrollo hidroeléctrico es la integración regional, ya que permitiría el desarrollo de proyectos para aprovechar el potencial hidroeléctrico en países cuya demanda es pequeña (tales como Bolivia y Guyana), reduciendo los costos totales de suministro, aumentando la seguridad energética.

Asimismo, la integración regional permitiría complementar el desarrollo hidroeléctrico con el de otras fuentes renovables, permitiendo la explotación de las áreas de mejor potencial eólico y solar en la región.

Aún existe un vasto potencial hidroeléctrico por ser explorado y aprovechado. Se estima que solo el 25% del potencial hidroeléctrico ha sido explotado, y que aún quedan más de 500 GW aprovechables, principalmente en Brasil y los países andinos. Estos datos, y costos de proyectos recientes, muestran que desarrollos hidroeléctricos de bajo costo aún son posibles. No obstante, las estimaciones de potencial requieren ser actualizadas para tener una estimación más precisa, tomando en cuenta los últimos datos hidrológicos, pluviométricos y cartográficos disponibles, así como actualizando las restricciones ambientales y sociales. Las nuevas estimaciones de potencial deben también considerar los nuevos avances tecnológicos (turbinas de baja caída, turbinas hidro-cinéticas) que darían viabilidad técnica y económica a potencial hidroeléctrico antes no explotable. La posibilidad de almacenamiento por bombeo también debe ser analizada en los estudios de potencial.

Por otro lado, siendo que el desarrollo hidroeléctrico en Latinoamérica se inició a inicios del siglo XX, con particular énfasis en las décadas de 1970 y 1980, existen ya más de 70GW de instalaciones hidroeléctricas que han cumplido su vida útil. De la misma manera, entre 1990 y 2000 se instalaron 28GW, que cumplirán su vida útil en los próximos años. Es necesaria una revisión y estimación del potencial de rehabilitación y modernización de estos equipos, como así también la consideración de los impactos del cambio climático y sus implicancias en la seguridad de las presas, contribución de las hidroeléctricas a las metas de reducción de emisiones (COP21),

y asegurar las fuentes hidroeléctricas como un componente clave para el desarrollo de la región.

Existe una compleja relación entre el cambio climático y la hidroelectricidad, que requiere ser estudiada en profundidad. Por un lado, se requiere estudiar con detalle el impacto del cambio climático en las instalaciones hidroeléctricas existentes, a fin de identificar medidas de mitigación que puedan ser implementadas oportunamente. Por otro lado, es necesario el desarrollo de modelos que permitan la estimación adecuada de las variaciones del potencial hidroeléctrico futuro, a fin de informar la planificación de los sistemas eléctricos. Esta planificación, a su vez, debe considerar la posibilidad de adaptación y mitigación que pueden proveer nuevas instalaciones hidroeléctricas: la hidroelectricidad no solo es una tecnología de bajo carbono, sino que también tiene la posibilidad de apoyar con el manejo de recursos hídricos, y el control de inundaciones. Dada la evidencia del cambio en los regímenes de lluvia y de caudales, la planificación no puede más ser realizada en base a series hidrológicas históricas, y se precisa del análisis de escenarios, a fin de generar soluciones de planificación robustas.

El desarrollo hidroeléctrico presente y futuro depende en gran medida del correcto manejo de los impactos ambientales y sociales. Este manejo comienza con la correcta identificación de los sitios para el aprovechamiento hidroeléctrico, y el dimensionamiento óptimo de los proyectos. La planificación a nivel de sistemas eléctricos, considerando evaluaciones ambientales estratégicas, es esencial como un primer paso. Adicionalmente, la aplicación de protocolos y herramientas que garanticen la sostenibilidad de los aprovechamientos hidroeléctricos es un elemento básico del desarrollo hidroeléctrico.

La correcta regulación y reglamentación del tratamiento de los impactos ambientales y sociales, y del licenciamiento de los proyectos hidroeléctricos, será vital a fin de garantizar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos sostenibles. Una regulación adecuada debe distribuir los riesgos entre aquellos agentes más capaces de mitigarlos, ya que lo contrario inviabilizaría el desarrollo hidroeléctrico.

Otro aspecto de vital importancia para garantizar el desarrollo hidroeléctrico futuro es la correcta estimación de los costos y cronogramas de estos proyectos. Existe evidencia de que en muchos casos en LAC los costos y cronogramas de los proyectos hidroeléctricos no están correctamente estimados. Como resultado, se incurren en sobre costos y sobretiempos durante la ejecución de los proyectos, que tienen un alto impacto no solo en la reputación de este tipo de tecnología, sino en los costos totales de los sistemas eléctricos (que deben proveer generación de respaldo no planificada para cubrir la demanda). Esta es un área que debe ser estudiada, a fin de determinar qué aspectos están incidiendo en esta incorrecta estimación de costos y tiempos. Más aun, este contexto enfatiza el rol de la pre-inversión que debe ser realizada, a fin de reducir las incertidumbres, y tener cronogramas y presupuestos más acotados a la realidad, que provean una visión justa de la viabilidad (o inviabilidad) económica de estos proyectos.

Las necesidades de financiamiento para las próximas décadas se encuentran entre cuatro mil a diez mil millones de dólares por año, considerando las estimaciones de instalaciones hidroeléctricas a un costo promedio (y sin considerar las líneas de transmisión). Estos requerimientos pueden ser mayores, si se consideran las necesidades de rehabilitación, y las posibilidades de repotenciación. Dadas estas necesidades, la participación pública y

privada será esencial, tanto en el estudio y desarrollo de los proyectos, como en su financiamiento. Los proyectos hidroeléctricos son intensivos en capital, con una larga vida útil y costos operativos bajos. Se requieren fuentes de financiamiento acordes a estas características, que permitan rentabilizar estas inversiones de largo plazo. Por otro lado, los proyectos hidroeléctricos tienen riesgos intrínsecos (geología, impactos ambientales y sociales), que pueden afectar sus plazos y costos de ejecución. Estos riesgos pueden ser mitigados parcialmente a través de la adecuada pre-inversión y el uso de herramientas para su gestión integral, es necesaria la creación de mecanismos de apoyo a la preparación de los proyectos. El desarrollo y uso de mecanismos financieros (por ejemplo, garantías), puede también facilitar el manejo de estos riesgos, a fin de reducir las tasas de financiamiento de estos proyectos.

6. REFERENCIAS

- [1] OLADE. Sistema de Información Económica Energética 2016.
- [2] Rubio MDM, Tafunell X. Latin American hydropower: A century of uneven evolution. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;38:323–34. doi:10.1016/j.rser.2014.05.068.
- [3] Hausman WJ, Hertner P, Wilkins M. Global electrification: multinational enterprise and international finance in the history of light and power, 1878–2007 – Edited by William J. Hausman, Peter Hertner, and Mira Wilkins. *Econ Hist Rev* 2008:515–6. doi:10.2307/25483838.
- [4] Ledec G, Quintero JD. Good dams and bad dams: environmental criteria for site selection of hydroelectric projects. *Lat Am Caribb Reg Dev Work Pap No 16* 2003;16:21.
- [5] Technology Choices for New Entrants in Liberalised Markets : The Value of Operating Flexibility and Contractual Arrangements Fabian A . Roques *EPRG 0726 & CWPE 0759 Technology Choices for New Entrants in Liberalised Markets : The Value of Operating Flexib* 2007.
- [6] Yepez-Garcia RA, Johnson TM, Andrés LA. Meeting the Electricity Supply/Demand Balance in Latin America & the Caribbean. World Bank 2010.
- [7] Paredes JR, Ram JJ. Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: 2017.
- [8] Tolmasquim M. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. 2016. doi:10.1017/CBO9781107415324.004.
- [9] Energia PN De. Plano Nacional de Energia 2030. *PLoS One* 2007;4:324. doi:10.1371/journal.pone.0004742.
- [10] Zhou Y, Hejazi M, Smith S, Edmonds J, Li H, Clarke L, et al. A comprehensive view of global potential for hydro-generated electricity. *Energy Environ Sci* 2015;8:2622–33.
- [11] iha. Briefing - 2016 Key Trends in Hydropower 2016:4.
- [12] Balza LH, Espinasa R, Serebrisky T. ¿Luces Encendidas? Necesidades de Energía para América Latina y el Caribe al 2040 2015:39.
- [13] IEA. World Energy Outlook 2016. *iae* 2016. doi:10.1787/weo-2016-en.
- [14] WEC. World Energy Scenario 2016. World Energy Counc 2016.
- [15] WEC. World Energy Scenarios: Composing energy futures to 2050 2013.
- [16] Paredes JR. La red del futuro n.d.

- [17] International Hydropower Association. Hydropower Sustainability Assessment Protocol. 2013.
- [18] Latini JR, Pedlowski MA. Examinando as contradições em torno das Pequenas Centrais Hidrelétricas como fontes sustentáveis de energia no Brasil Examining the Contradictions of Small Hydro power Plants as Sustainable Energy Sources in Brazil DESENVOLVIMENTO E MEIO AMBIENTE 2016;37:73-90. doi:10.5380/dma.v37i0.42599.
- [19] Ebinger J, Vergara W. Climate Impacts on Energy Systems. 2011. doi:10.1596/978-0-8213-8697.
- [20] Corley A-M. The Future of Hydropower - IEEE Spectrum. IEEE Spectr 2010.
- [21] Hamududu B, Killingtveit A. Assessing climate change impacts on global hydropower. Energies 2012;5:305-22. doi:10.3390/en5020305.
- [22] Barroso V, Magalhães MA. Mudanças climáticas e os impactos sobre o setor de energia elétrica : Uma revisão da bibliografia 2016.
- [23] Ellena S. Cambio Climático: Efectos en la generación hidroeléctrica en el mercado chileno 2013:1-119.
- [24] Machicado C. La economía del cambio climático en Bolivia: Impactos en hidroenergía 2014.
- [25] Macias AM, Andrade J. Estudio de generación bajo escenarios de cambio climatico. Upme 2014:8.
- [26] Ambiente M del. Vulnerabilidad Al Cambio Climatico 2012.
- [27] Irena. Renewable Power Generation Costs in 2014 : An Overview 2015:92.
- [28] IRENA. Hydropower Tech nology Brief 2015:19.
- [29] IRENA. Renewable Energy Market Analysis TH GCC. 2015.
- [30] Ansar A, Flyvbjerg B, Budzier A, Lunn D. Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. Energy Policy 2014;69:43-56. doi:10.1016/j.enpol.2013.10.069.
- [31] Awojobi O, Jenkins GP. Were the hydro dams financed by the World Bank from 1976 to 2005 worthwhile? Energy Policy 2015;86:222-32. doi:10.1016/j.enpol.2015.06.040.
- [32] Awojobi O, Jenkins GP. Managing the cost overrun risks of hydroelectric dams: An application of reference class forecasting techniques. Renew Sustain Energy Rev 2016;63:19-32. doi:10.1016/j.rser.2016.05.006.
- [33] Espinasa R, Teixeira AB, Anaya F. Energy Dossier: Brazil 2016.

[34] IPCC. Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. 2011. doi:ISBN 978-92-9169-331-3.

TABLA 7 - POTENCIAL HIDROELÉCTRICO POR PAÍS

PAIS	POTENCIAL (MW)	INSTALADOS (MW)	POTENCIAL RESTANTE (MW)	% DESARROLLADO	% DEL POTENCIAL SIN DESARROLLAR	% DE POTENCIAL RESTANTE	DENSIDAD POTENCIAL (KW/KM2)	DENSIDAD POTENCIAL RESTANTE (KW/KM2)
ARGENTINA	40.400,00	10.062,97	30.337,03	25%	75%	6%	14,47	10,86
BARBADOS	-	-	-	N/A	N/A	0%	-	-
BELIZE	900,00	54,50	845,50	6%	94%	0%	39,19	36,82
BOLIVIA	40.000,00	484,10	39.515,90	1%	99%	8%	36,41	35,97
BRASIL	260.093,00	91.650,00	168.443,00	35%	65%	33%	30,55	19,78
CHILE	25.156,00	6.541,39	18.614,61	26%	74%	4%	33,27	24,62
COLOMBIA	56.188,00	11.500,55	44.687,45	20%	80%	9%	49,21	39,14
COSTA RICA	7.034,00	1.941,70	5.092,30	28%	72%	1%	137,49	99,54
CUBA	650,00	62,80	587,20	10%	90%	0%	5,86	5,30
ECUADOR	21.900,00	2.408,00	19.492,00	11%	89%	4%	77,23	68,74
EL SALVADOR	2.258,00	472,60	1.785,40	21%	79%	0%	105,12	83,12
GUATEMALA	5.000,00	1.036,15	3.963,85	21%	79%	1%	45,88	36,37
GUYANA	7.000,00	-	7.000,00	0%	100%	1%	32,56	32,56
HAITI	207,00	61,00	146,00	29%	71%	0%	7,43	5,24
HONDURAS	5.000,00	632,30	4.367,70	13%	87%	1%	44,45	38,83
JAMAICA	86,00	30,00	56,00	35%	65%	0%	7,46	4,86
MÉXICO	53.000,00	12.027,84	40.972,16	23%	77%	8%	26,98	20,86
NICARAGUA	2.000,00	120,10	1.879,90	6%	94%	0%	15,44	14,52
PANAMÁ	2.955,00	1.726,00	1.229,00	58%	42%	0%	37,76	15,70
PARAGUAY	13.013,00	8.810,00	4.203,00	68%	32%	1%	31,99	10,33
PERÚ	69.445,00	4.151,84	65.293,16	6%	94%	13%	54,03	50,80
REPÚBLICA DOMINICANA	2.095,00	616,79	1.478,21	29%	71%	0%	42,96	30,31
SURINAME	2.420,00	189,00	2.231,00	8%	92%	0%	14,77	13,62
TRINIDAD Y TOBAGO	-	-	-	N/A	N/A	0%	-	-
URUGUAY	1.815,00	1.538,00	277,00	85%	15%	0%	10,30	1,57
VENEZUELA	58.000,00	15.136,81	42.863,19	26%	74%	8%	63,29	46,77
TOTAL	676.615,00	171.254,44	505.360,56	25%	75%	100%	33,09	24,72

TABLA 8 - RESUMEN DE ESCENARIOS ENERGÉTICOS

ESCENARIO	HORIZONTE	CRECIMIENTO ECONÓMICO (%)	GENERACIÓN TOTAL (TWH) (% DE CRECIMIENTO ANUAL)	GENERACIÓN HIDRO (TWH) (% CRECIMIENTO ANUAL)	CAPACIDAD HIDRO (GW) (% CRECIMIENTO ANUAL)	% HIDRO EN LA MATRIZ
IEA (2016) – New Policies	2.040	2,60%	2.086	1.149	253	55%
			(2,1%)	(2,1%)	(2,0%)	
IEA (2016) – Current policies	2.040	2,60%	2.252	1.184	266	53%
			(2,4%)	(2,2%)	(2,2%)	
IEA (2016) – 450	2.040	2,60%	1.856	1.179	260	64%
			(1,6%)	(2,2%)	(2,1%)	
WEC (2013) – Jazz	2.040 (corte)	3,90%	3.131	1.111	(241 est)	35%
WEC (2013) – Symphony	2.040 (corte)	2,40%	2.750	1.366	(297 est)	50%
WEC 2013 (Jazz)	2.050	3,90%	3.701	1.183	(257 est)	32%
			(3,0%)	(1,3%)		
WEC 2013 (Symphony)	2.050	3,40%	3.221	1.491	(324 est)	46%
			(2,6%)	(1,9%)		
WEC 2016 Modern Jazz	2.060	3,30%		1.198	260	
				(est)	(0,94%)	
WEC 2016 Unfinished Symphony	2.060	2,70%		1.274	277	
				(est)	(1,08%)	
WEC 2016 Hard Rock	2.060	1,40%		1.205	262	
				(est)	(0,99%)	
ICEPAC (2010)	2.030	3,00%	2.500	1.239	242	50%
			(3,7%)	-2,80%	-2%	
Base Scenario (2017)	2.030		2.527	1.155	251 GW	46%
			(3,67% - demanda)			
RE Optimistic (2017)	2.030		2.508	1.141	248 GW	45%
CORE (2017)	2.030		2.508	1.167	253 GW	47%

ANEXO I - EVOLUCIÓN 1990-2010

Argentina, que con una capacidad instalada de más de 9 GW de hidroeléctricas en 2000, construida principalmente en el periodo entre 1970 y 1989 (8,4 GW), solo instaló 460 MW de hidroeléctricas después de ese año (hasta 2015), priorizando la generación termoeléctrica en base a gas natural en su matriz, en un marco regulatorio liberalizado. De forma similar, en Perú y Bolivia, dos países con un alto potencial hidroeléctrico, existió también un incremento sustancial de la generación en base a gas natural, al contar ambos países con reservas y producción de este recurso, y aplicar políticas de fijación de precios para su uso en el sector eléctrico, que también fue liberalizado en el segmento de generación. En ambos países, la participación de la hidroelectricidad entre 1990 y 2010 se redujo en 20%.

En Chile, a partir de los 90s se incrementó el ritmo de las instalaciones hidroeléctricas en términos absolutos (con amplia participación de capitales privados), no obstante, se redujo considerablemente su participación en términos relativos en la matriz, y a fines de los 90s la hidroelectricidad dejó de ser la principal fuente de generación, aun a pesar de que Chile cuenta con un importante potencial hidroeléctrico, y no tiene reservas significativas de petróleo. Esto se debe principalmente a un marco regulatorio completamente abierto en el segmento de generación, que provocó una disminución (relativa) de las inversiones en hidroeléctricas (más complejas y de mayor riesgo), en comparación con las inversiones termoeléctricas [6].

Colombia, en contraste, cuenta con importantes reservas de carbón, y en menor proporción gas natural, no obstante, la fuente hidroeléctrica

permaneció como la más importante durante estas dos décadas, aun en un segmento de generación liberalizado, con participación de empresas estatales, mixtas y privadas. Costa Rica, por el contrario, mantuvo un sector eléctrico estatizado, tomando las energías renovables como política de Estado, y priorizando las instalaciones hidroeléctricas (además de la geotermia). En Honduras la generación termoeléctrica duplicó su participación, entre 1980 y 2000, y el parque hidroeléctrico pasó de ser el 80% a menos del 30% en dos décadas.

En el caso de Brasil, la capacidad instalada hidroeléctrica continuó creciendo en términos absolutos durante este periodo (1990-2010), a un ritmo de 1,6-1,8 GW por año. A partir de 1980 se destaca el inicio de la explotación hidroeléctrica de la región Norte (Amazonia), ya que hasta esa fecha la mayor parte de las hidroeléctricas estaban concentradas en las regiones del Sur y Sureste, cerca de la demanda eléctrica. Hasta 1990, el parque hidroeléctrico fue desarrollado principalmente por las empresas estatales que fueron creadas en las décadas pasadas. A partir de la década de 1990, fruto de las reformas del sector eléctrico brasileño, se fomentó la participación privada en el desarrollo hidroeléctrico. En el periodo 1990-2000 se observa una reducción en las inversiones hidroeléctricas, particularmente por las incertidumbres en las reformas del marco regulatorio [8].

La crisis del sector eléctrico de Brasil, a inicios de los 2000s³⁷, detuvo el proceso de privatización iniciado en los 90s, y fomentó una adecuación del marco regulatorio brasileño [33]. Como resultado de las medidas implantadas a

³⁷ La crisis energética del 2001, conocida como el “apagao”, fue provocada por una conjunción de factores, incluyendo la falta de planificación e inversiones en los sectores de generación y transmisión, y una crisis hídrica sostenida en los años anteriores. Como resultado de la falta de generación, se dieron una serie de racionamientos entre junio 2001 y febrero 2002, reduciendo el consumo en 20%. Este trajo un perjuicio estimado en R\$54 mil millones de reales (según los datos del tribunal de cuentas). A raíz de esta crisis, se detuvo el proceso de privatización del sector de generación, estableciéndose un marco regulatorio con participación pública y privada en las inversiones, pero planificación estatal, para garantizar la suficiencia y diversidad del parque generador.

partir del 2004, se incrementaron los proyectos hidroeléctricos de menor porte (50-500 MW), particularmente en el periodo 2000-2010, se incrementó la capacidad de generación termoeléctrica, y existió un importante impulso al crecimiento de la capacidad de generación eólica.³⁸ Dado el crecimiento relativo de las fuentes térmicas y eólicas en la matriz, se redujo la participación de la capacidad hidroeléctrica en la capacidad total de generación de Brasil, que pasó de 86%, en 1990, a 65% en el 2015.

³⁸ A fines del 2016 existen 10 GW de generación eólica en Brasil.





El Sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas

