

Centrales hidroeléctricas reversibles

Identificación de potencial y necesidades
regulatorias en Latinoamérica

Autores:

Fredy Saravia
Eliana Romero
Rodrigo Cortijo
Martin Nater
Diego Iparraguirre
Jorge Saavedra

Editor:

Arturo Alarcon

División de Energía

NOTA TÉCNICA N°
IDB-TN-2428

Marzo 2022

Centrales hidroeléctricas reversibles

Identificación de potencial y necesidades regulatorias
en Latinoamérica

Autores:

Fredy Saravia

Eliana Romero

Rodrigo Cortijo

Martin Nater

Diego Iparraguirre

Jorge Saavedra

Editor:

Arturo Alarcon

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

Centrales hidroeléctricas reversibles: identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica / Fredy Saravia, Eliana Romero, Rodrigo Cortijo, Martin Nater, Diego Iparraguirre, Jorge Saavedra; editor, Arturo Alarcón.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 2428)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Hydroelectric power plants-Latin America. 2. Hydroelectric power plants-Law and legislation-Latin America. 3. Water-power-Economic aspects-Latin America. I. Saravia, Fredy. II. Romero, Eliana. III. Cortijo, Rodrigo. IV. Nater, Martin. V. Iparraguirre, Diego. VI. Saavedra, Jorge. VII. Alarcón Rodríguez, Arturo Daniel, editor. VIII. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. IX. Serie.

IDB-TN-2428

Códigos JEL: O3, O33, Q25, Q55, Q400, Q410, Q540, Q550, L940

Palabras Clave: Renovables, energía hidroeléctrica, hidroelectricidad, cambio climático, almacenamiento de energía, transición energética, planificación energética y regulación

<http://www.iadb.org>

Copyright © [2022 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

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

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

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





Marzo 2022

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES

Identificación de potencial y necesidades
regulatorias en Latinoamérica.



CENTRALES HIDROELÉCTRICAS REVERSIBLES

Identificación de potencial y necesidades
regulatorias en Latinoamérica.

Autores

.....
Fredy Saravia,
Eliaana Romero,
Rodrigo Cortijo,
Martin Nater,
Diego Iparraguirre,
Jorge Saavedra,

Editor

.....
Arturo Alarcon

Revisores

.....
Hector Baldivieso, Edwin Malagon,
Cecilia Correa, Alexandra Planas,
Leopoldo Montanez, Ricardo Espino,
Carlos Echevarria y Emilio Sawada

Agradecimientos

.....
Un agradecimiento especial a los expertos que brindaron su tiempo para las entrevistas realizadas en el marco de este estudio: Guadalupe Gonzáles, Fernando Vargas, Eduardo Barria, Paola Miranda, Jorge Alberto Valencia Marín, José Fernando Prada, César Butrón, André Makishi, Renato Simoes, Fabián Barría, Javier Toro, Christian Luhr, Edgardo Esperguel, Fernando Mondaca, Iván Chaparro, Juan Camus, Laurie Kelly, Javier de la Fuente, Matías Steinacker.

Asimismo, agradecemos a los especialistas y consultores del BID que revisaron el estudio en sus diversas etapas, y proveyeron insumos, comentarios y recomendaciones valiosas para el proceso de elaboración: Hector Baldivieso, Carlos Echevarria, Ricardo Espino, Jose Ramon Gómez, Edwin Malagon, Natacha Marzolf, Leopoldo Montañez, Alexandra Planas y Emilio Sawada.

.....
Foto de tapa: Colaborador Burak Yalcin

Las aguas termales de Cortes La Muela Bombean Hidroenergía Plantaciones es la mayor planta de almacenamiento de bombas de Europa en España vista aérea.

Contenido

Nota del Editor	12
Resumen Ejecutivo	14
1. Aspectos Generales del estudio	26
1.1 Objetivos	27
1.2 Metodología	27
1.2.1 Entrevista técnica con expertos del sector eléctrico en los países de estudio	27
2 Aspectos Básicos sobre Centrales Hidroeléctricas Reversibles (HPS)	30
2.1 Estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de energía	31
2.1.1 Almacenamiento de energía - Definición y tipos	31
2.1.2 Panorama de las tecnologías de almacenamiento de energía	36
2.1.3 Tecnologías de almacenamiento híbridas y por bombeo	39
2.2 Conceptos técnicos sobre las HPS y Costos Referenciales de Inversión - LCOE	40
2.2.1 Las HPS y su capacidad operativa	40
2.2.2 Clasificación de los sistemas HPS	44
2.2.3 Tecnología y costo de las HPS	47
2.3 Principales ventajas técnicas del almacenamiento de energía y HPS	60
2.3.1 El propósito de las HPS y su rol en el crecimiento e integración de la generación renovable	60
2.4 Potencial de las HPS en los países miembros del BID	66
2.4.1 Variables de Operación para el desarrollo de las HPS	69
2.5 Prácticas regulatorias para el servicio de almacenamiento de energía	72
2.5.1 Aspectos regulatorios para incentivo y remuneración del HPS	75
3. Organización del Mercado Eléctrico en Países con potencial desarrollo de HPS	78
3.1 Estructura del Mercado y Segmentación	80
3.1.1 Panamá	81
3.1.2 Colombia	83

3.1.3 Perú	84
3.1.4 Brasil	86
3.1.5 Chile	88
3.1.6 Argentina	89
3.2 Modelos de Despacho y Precios en los Mercados Eléctricos y Competitividad de las HPS	90
3.3 Beneficio técnico-operativo de las HPSs y tecnologías de almacenamiento como posibles incentivos en los mercados	96
3.4 Los servicios complementarios como mecanismo de remuneración de los proyectos de almacenamiento	104
3.4.1 Mercado de SSCC para gestionar los desafíos de las energías renovables intermitentes	104
3.4.2 Clasificación de los SSCC desde el punto de vista de cómo se adquiere	107
3.5 Experiencias y Modelos de Negocio para Proyectos de almacenamiento de energía y HPS	109
3.5.1 Caso Empresa Minera - Perú	109
3.5.2 Barreras Técnicas y Operativas para el desarrollo de modelo de negocio	113
4. Marco Regulatorio del sector electricidad y su impacto en las HPS	116
4.1 Marco Regulatorio del sector eléctrico y aspectos relevantes para las HPS	117
4.1.1 Mercado Eléctrico de Panamá	118
4.1.2 Mercado Eléctrico de Colombia	121
4.1.3 Mercado Eléctrico de Perú	124
4.1.4 Mercado Eléctrico de Brasil	128
4.1.5 Mercado Eléctrico de Chile	132
4.1.6 Mercado Eléctrico de Argentina	136
4.2 Legislación para la competencia en el sector eléctrico	142
4.3 Regulación sobre la Titularidad, Desarrollo y Operación de proyectos de almacenamiento: Agentes de G, T & D, nuevos agentes del mercado	146
4.4 Impacto de la potencial integración de las HPS como nuevas inversiones	152
4.5 Diseño regulatorio para integración de nuevas tecnologías de almacenamiento energético	153
4.6 Cambios regulatorios para promover las tecnologías de almacenamiento y las HPS	158

5. Barreras y Oportunidades para la Inversión en HPS por país	163
5.1 Panamá	164
5.1.1 Barreras económicas y de mercado	164
5.1.2 Apetito de riesgo de los inversionistas	165
5.1.3 Resultados de entrevistas técnicas	166
5.1.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución	169
5.1.5 Aceptación social	172
5.1.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles	173
5.1.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles	176
5.2 Colombia	176
5.2.1 Barreras económicas y de mercado	176
5.2.2 Apetito de riesgo de los inversionistas	177
5.2.3 Resultados de entrevistas técnicas	178
5.2.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución	180
5.2.5 Aceptación social	182
5.2.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles	183
5.2.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles	183
5.3 Perú	184
5.3.1 Barreras económicas y de mercado	184
5.3.2 Apetito de riesgo de los inversionistas	185
5.3.3 Resultados de entrevistas técnicas	187
5.3.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución	189
5.3.5 Aceptación social	190
5.3.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles	191
5.3.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles	192
5.4 Brasil	193
5.4.1 Barreras económicas y de mercado	193
5.4.2 Apetito de riesgo de los inversionistas	194
5.4.3 Resultados de entrevistas técnicas	195
5.4.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución	196
5.4.5 Aceptación social	199
5.4.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles	202
5.4.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles	203
5.5 Chile	204
5.5.1 Barreras económicas y de mercado	204
5.5.2 Apetito de riesgo de los inversionistas	205

5.5.3 Resultados de entrevistas técnicas	207
5.5.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución	209
5.5.5 Aceptación social	211
5.5.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles	211
5.5.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles	212
5.6 Argentina	214
5.6.1 La central hidroeléctrica reversible Río Grande	214
5.6.2 Barreras económicas y de mercado	215
5.6.3 Apetito de riesgo de los inversionistas	216
5.6.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución	216
5.6.5 Aceptación social	216
5.6.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles	217
5.6.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles	218
6 Conclusiones y Recomendaciones	219
7 Bibliografía	224

Figuras

Figura 2-1: Clasificación de tecnologías de almacenamiento energético	32
Figura 2-2: Capacidades de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía	32
Figura 2-3: Distribución espacial de los sistemas de almacenamiento energético en Latinoamérica y el Caribe. Elaboración propia a partir de la base de datos del DOE 2020	37
Figura 2-4: Sistema híbrido hidro-eólico-solar con sistema de almacenamiento por bombeo	40
Figura 2-5: (arriba) Capacidad operativa de HPS a lo largo del tiempo por región mundial, (abajo) con un mapa de las regiones mundiales asociadas	42
Figura 2-6: Capacidad de HPS por tipo de turbina y región del mundo para los proyectos (arriba) existentes y (abajo) propuestos	43
Figura 2-7: Crecimiento de la capacidad instalada del HPS para 2050	44
Figura 2-8: Esquema tradicional de las instalaciones de HPS. No a escala	44
Figura 2-9: Diagramas de las principales características de las instalaciones de HPS para las configuraciones de ciclo abierto (izquierda) y ciclo cerrado (derecha)	45
Figura 2-10: Esquemas de configuración para el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y las energías renovables (IRENA, 2020)	47

Figura 2-11: Motor-generador asíncrono de velocidad variable (GE)	49
Figura 2-12: Tecnologías de turbina HPS, Turbina de bomba ternaria (izquierda) y Turbina de bomba reversible (derecha)	50
Figura 2-13: Eficiencia del ciclo de una HPS	50
Figura 2-14: Desglose representativo del costo total de capital para un ejemplo de proyecto de HPS (ciclo cerrado)	55
Figura 2-15: Estimaciones preliminares del Capex para una HPS en el 2018 en EE.UU.	56
Figura 2-16: Estimaciones preliminares del Capex para un proyecto HPS basadas en información de solicitudes de licencias (USA, 2018)	56
Figura 2-17: Potencial de oportunidad para la reducción de costos y tiempo para los componentes de un proyecto HPS	57
Figura 2-18: Variación de costos según potencia instalada para centrales HPS en diferentes países	58
Figura 2-19: Comparación de la energía de demanda con el potencial de energía eólica en el tiempo	61
Figura 2-20: Reservas de regulación, salida actual y salida teórica de potencial	62
Figura 2-21: Ejemplo de generación híbrida eólica y HPS (El Hierro, 05.09.2018)	62
Figura 2-22: Servicios de sistema que almacenamiento de energía puede proveer	63
Figura 2-23: Servicios de sistema y su relevancia en la integración de energías renovables	64
Figura 2-24: Servicios a los sistemas de energía habilitados por el funcionamiento innovador de las centrales hidroeléctricas	65
Figura 2-25: Potencial de almacenamiento de energía de las HPS (GWh) por millón de personas	67
Figura 2-26: Producción, participación y capacidad termoeléctrica instalada en países evaluados – Año 2018	70
Figura 2-27: Variación mensual de los costos marginales del 2019 en Países Evaluados	71
Figura 2-28: Costos Marginales promedio de energía en Países Evaluados 2018 y 2019	71
Figura 2-29: Cuatro pilares de la actividad reguladora por fase de aplicación	73
Figura 2-30: Marco reglamentario: principales puntos de partida	73
Figura 3-1: Entidades del Mercado Eléctrico de Panamá	82
Figura 3-2: Entidades del Mercado Eléctrico de Colombia	83
Figura 3-3: Entidades del Mercado Eléctrico de Perú	84
Figura 3-4: Entidades del Mercado Eléctrico de Brasil	86
Figura 3-5: Entidades del Mercado Eléctrico de Chile	88
Figura 3-6: Entidades del Mercado Eléctrico de Argentina	89
Figura 3-7: Beneficios de los Sistemas de Almacenamiento en el Sector Eléctrico	96
Figura 3-8: Almacenamiento y Modulación de Demanda	97
Figura 3-9: Diferencia de Costos Marginales 2019	101
Figura 3-10: Costos Marginales Horarios Ene 2021- Colombia	102
Figura 3-11: Costos Marginales Horarios Enero y Agosto 2019- Sub Mercados de Brasil	102
Figura 3-12: Costos Marginales Horarios Chile – Enero y Agosto 2019	102

Figura 3-13: Costos Marginales Horarios Perú – Enero y Agosto 2019	103
Figura 3-14: Curva de Pato, sistema eléctrico chileno	105
Figura 3-15: Almacenamiento y Gestión de Generación Intermitente	105
Figura 3-16: Almacenamiento y Gestión de Generación Intermitente	106
Figura 4-1: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo	119
Figura 4-2: Producción por fuentes de energía eléctrica por fuente 2009-2019	120
Figura 4-3: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo y Generación Julio 2019	122
Figura 4-4: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo y de la producción hidroeléctrica	125
Figura 4-5: Producción de energía eléctrica por fuente 2018-2019	126
Figura 4-6: Tipos de contrato en Brasil. Fuente: (Viana, 2018)	129
Figura 4-7: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo (USD/MWh) y matriz de producción eléctrica GWh/año. Fuente: Elaboración propia con data CCEE	129
Figura 4-8: Producción de energía eléctrica por fuente 2018-2019	130
Figura 4-9: Tipos de subastas y contratos (Thymos Energia, 2021)	131
Figura 4-10: Flujograma de relación entre generadoras y distribuidoras (Thymos Energia, 2021)	132
Figura 4-11: Tipos de contratos para generadores	133
Figura 4-12: Precios alcanzados en licitaciones de suministro a lo largo del mundo	134
Figura 4-13: Precio monómico mercado eléctrico argentino	136
Figura 4-14: Evolución de precios de electricidad	137
Figura 4-15: Evolución de precios de gas natural	137
Figura 4-16: Evolución de precios de GLP, gasolina y diésel	137
Figura 4-17: Oferta, demanda y subsidios a la energía en gas natural, combustible y electricidad, 2015-2019	138
Figura 4-18: Izq. Composición de la energía hidroeléctrica por regiones (2017). Der. Proporción de potencia instalada de Energía Hidroeléctrica con relación a la energía total del país	138
Figura 4-19: Evolución de la Generación de la energía hidroeléctrica	139
Figura 4-20: Evolución de la potencia instalada hidroeléctrica vs potencia instalada total	139
Figura 4-21: Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina	140
Figura 4-22: Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento	154
Figura 4-23: Sistema de Almacenamiento	155
Figura 4-24: Central con Almacenamiento por bombeo	155
Figura 5-1: Vista en planta del sistema de lagos utilizados para la operación del Canal de Panamá (Zegarra Mendez, 2017)	174
Figura 5-2: Sección vertical de los lagos en la cuenca del Canal de Panamá (Wijsman, 2013)	174
Figura 5-3: Alternativas para un potencial incremento del almacenamiento de agua (Louis Berger Group Inc, 2008)	175
Figura 5-4: Precio de venta de las subastas de energía (Empresa de Pesquisa Energética, 201)	195

Figura 5-5: Mercado Eléctrico Brasileño	197
Figura 5-6: Generación conectada a la RED (Izquierda) y Aislada (derecha) (ONS, 2021)	198
Figura 5-7: Sistema de Transmisión (izquierda) y Subestaciones (derecha) (ONS, 2021)	198
Figura 5-8: 15 posibles centrales reversible en Rio de Janeiro (EPE, 2019)	202
Figura 5-9: Proyecciones de Generación por tipo de Fuente 2017-2026 (Fuente: EPE,2017)	203
Figura 5-10: Esquema de central hidroeléctrica de bombeo Espejo de Tarapacá	206
Figura 5-11: Nueva capacidad instalada entre el 2019-2030 (izquierda) y entre el 2031-2050 (derecha), en MW	211
Figura 5-12: Plan de trabajo de estrategia de flexibilidad del Ministerio de Energía de Chile	213

Tablas

Tabla 0-1: Tecnología apropiada según la producción y consumo	17
Tabla 0-2: Resumen de características, barreras y oportunidades para el desarrollo de HPS en los países latinoamericanos de estudio	24-25
Tabla 1-1: Expertos entrevistados por país e institución	28
Tabla 2-1: Capacidad energética y eficiencia de ciclo para diferentes tecnologías de almacenamiento energético	33
Tabla 2-2: Necesidad de almacenamiento, flujo de beneficios, tiempo de descarga y capacidad	34
Tabla 2-3: Ventajas, desventajas y aplicaciones de tecnologías de almacenamiento	35
Tabla 2-4: Despliegue mundial por tipo de tecnología, 2018	36
Tabla 2-5: Centrales de almacenamiento energético en Latinoamérica y el Caribe (DOE 2020)	38
Tabla 2-6: Tecnología apropiada según la necesidad	47
Tabla 2-7: Comparación de unidades de velocidad variable	48
Tabla 2-8: Principales datos técnicos de centrales HPS en diferentes países	51
Tabla 2-9: Tipos de Almacenamiento por bombeo de acuerdo a su necesidad	51
Tabla 2-10: Desglose del tiempo, costo y riesgo del proyecto típico de HPS (HydroWIRES (2020)	53
Tabla 2-11: Resumen de los Servicios Complementarios	65-66
Tabla 2-12: Potencial Hidroeléctrico y Potencia restante (en MW) en grupo de países evaluados	68
Tabla 2-13: Matriz de reglas regulatorias mínimas para los servicios de las tecnologías de almacenamiento energético	74
Tabla 2-14: Medidas regulatorias, de mercado e inversión para el desarrollo de almacenamiento energético y HPS	75

Tabla 2-15: Reglas regulatorias para los servicios complementarios que brindan las centrales hidroeléctricas reversibles	77
Tabla 3-1: Cuadro Comparativo de la Organización de Mercados Eléctricos en los Países Evaluados	80
Tabla 3-2: Oferta de Generación Eléctrica de Mercados Eléctricos en los Países Evaluados	81
Tabla 3-3: Comparativo de la Producción Anual 2019 - por Tecnologías en Mercados Eléctricos - Países Evaluados	95
Tabla 3-4: Marco regulatorio de los SSCC de Chile	107
Tabla 3-5: Clasificación por la forma de adquirir los SSCC	108
Tabla 3-6: Proyecto HPS - Alternativas Evaluadas, CAPEX y OPEX	110
Tabla 3-7: Proyecto HPS - Alternativas Evaluadas, CAPEX y OPEX	110-111
Tabla 3-8: Proyecto HPS - Energía Generable de las Alternativas HPS	111
Tabla 3-9: Proyecto HPS - Resultados de Evaluación Económica de Alternativas	112
Tabla 4-1: Tarifas Referenciales de Electricidad y sus Componentes - USD/MWh	118
Tabla 4-2: Comparativo de Mercados y Sistema de Precios de energía	141-142
Tabla 4-3: Potencial de proyectos HPS e Inversiones	153
Tabla 5-1: Empresas de generación eléctrica en Panamá 2019 - Centrales Hidroeléctricas	170
Tabla 5-2: Empresas de generación eléctrica en Panamá 2019- Centrales Termoeléctricas y Renovables (ASEP, 2019):	171
Tabla 5-3: Empresas de Transmisión & Distribución eléctrica en Panamá 2019	172
Tabla 5-4: Actores del sector eléctrico de Colombia	180
Tabla 5-5: Empresas de transmisión en Colombia	180
Tabla 5-6: Empresas de generación eléctrica y producción anual - 2019	181
Tabla 5-7: Empresas de generación eléctrica en SEIN Perú 2019	189
Tabla 5-8: Empresas de Transmisión Eléctrica en SEIN Perú 2019	190
Tabla 5-9: Centrales reversible construidas en Brasil (Canales, 2015)	193
Tabla 5-10: Lista de Generadoras por subasta RER (Empresa de Pesquisa Energética, 2019)	194
Tabla 5-11: Impactos ambientales durante la construcción por tipo de central reversible (Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2020)	200
Tabla 5-12: Impactos ambientales durante la operación por tipo de central reversible (Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2020)	201
Tabla 5-13: Empresas de generación eléctrica en Chile al 2019	210
Tabla 5-14 Empresas de Transmisión - Chile	210
Tabla 5-15: Datos generales de la HPS Río Grande	214

Nota del Editor

Los sistemas eléctricos en el mundo están cambiando. Las aún llamadas energías “alternativas”, o “no convencionales”, se han convertido en la fuente de electricidad más instalada en el mundo, por encima de las fuentes térmicas, y sobrepasando el ritmo de instalación de las hidroeléctricas, entre las energías renovables. Particularmente, los niveles de instalación de energía solar están desafiando hasta las proyecciones más optimistas, y cada nueva licitación trae precios que compiten, sin subsidios, con los precios de las fuentes tradicionales. Es indudable que hoy estamos presenciando una revolución energética.

En América Latina y el Caribe (ALC), el 61% de la energía vino de fuentes renovables en el 2020, y, a través de la iniciativa RELAC, la región ha planteado la meta de llegar al 70% de energías renovables al 2030. Para ello, la región requerirá acelerar el ritmo de inversiones, particularmente en energía solar y eólica, que al 2020 representaron solo 9% de la generación eléctrica regional. Estas inversiones deberán complementarse con la modernización y rehabilitación del parque hidroeléctrico existente, que garantiza una base de generación renovable de cerca de 50%, así como con la ampliación y fortalecimiento de las redes de transmisión.

La instalación masiva de generación eólica y solar requiere incrementar la flexibilidad de los sistemas eléctricos, a fin de manejar la variabilidad natural de estas fuentes de energía y garantizar seguridad y confiabilidad en el suministro. Esta flexibilidad puede obtenerse de diversas maneras, por ejemplo, a través de generación firme de respaldo (fósil, y/o hidroeléctrica), manejo de la demanda, interconexiones regionales, o sistemas de almacenamiento. En el caso de estos últimos, las proyecciones muestran que el almacenamiento de energía eléctrica, tanto a pequeña escala como a gran escala, deberá ser parte de los sistemas eléctricos de la región en el corto a mediano plazo.

Las centrales hidroeléctricas reversibles (en adelante HPS, por sus siglas en inglés), permiten el almacenamiento de energía bombeando agua desde un reservorio inferior a un reservorio superior en horas de baja demanda de electricidad (o de exceso de generación), para ser posteriormente utilizada para generar electricidad en horas de alta demanda de energía eléctrica (o baja generación). Esta tecnología de almacenamiento de energía no es nueva, fue desarrollada el siglo pasado, y su uso comercial empezó en los 1920s. Es una tecnología madura, altamente confiable, que provee una alternativa de bajo costo y alta eficiencia para almacenar energía. En la actualidad esta tecnología representa más del 94% de la capacidad de almacenamiento global de energía eléctrica, y dada la necesidad de incorporar flexibilidad en los sistemas eléc-

tricos, existe un creciente interés mundial en su uso. En ALC la tecnología HPS ha sido aplicada hace más de 80 años; no obstante, su despliegue y desarrollo son extremadamente bajos en comparación de Europa, Asia y Norteamérica.

La tecnología HPS es una oportunidad para aprovechar la amplia experiencia y capacidad técnica que existe en ALC en el sector hidroeléctrico, y utilizarla para avanzar hacia su descarbonización. En este contexto, el Banco Interamericano de Desarrollo, a través de su División de Energía, encargó el desarrollo de este estudio a la firma AFRY, con el objetivo de evaluar e identificar áreas de oportunidad para promover la inversión en centrales hidroeléctricas reversibles en toda la región, y analizar el marco regulatorio en seis países con potencial de implementación de esta tecnología.

Para la elaboración del estudio, se recopiló información técnica, regulatoria y normativa de los países de ALC respecto al potencial desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles, con particular énfasis en seis países: Panamá, Colombia, Perú, Brasil, Chile y Argentina, seleccionados de acuerdo con el nivel de participación de las hidroeléctricas en su matriz, sus potencialidades y necesidades futuras de almacenamiento de energía. Asimismo, como parte del desarrollo del estudio, se realizaron entrevistas técnicas a diferentes actores en cada país seleccionado.

La mitigación y adaptación al cambio climático son pilares fundamentales de la visión 2025 del BID. Por ello, este trabajo pretende apoyar a la región a avanzar en el desarrollo de tecnologías que permitan una mayor inserción de energías renovables, apoyando a la descarbonización del sector eléctrico. Este reporte pone a disposición del sector eléctrico latinoamericano información actualizada y relevante sobre el estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de energía y en particular de las HPS. Asimismo, plantea un análisis del entorno regulatorio y de mercado eléctrico en ALC, a fin de identificar las principales barreras, oportunidades y próximos pasos para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles. Esperamos sea de utilidad.



Resumen Ejecutivo

Resumen Ejecutivo

La revolución energética en el mundo avanza a pasos firmes, en especial con la incursión cada vez más acelerada de las energías renovables como la solar y eólica; que no obstante sus ventajas, evidencian un reto para satisfacer la demanda debido a su naturaleza variable. Es así, que el almacenamiento energético ha cobrado mayor valor e importancia.

Específicamente, el almacenamiento de energía está referido a la conversión de la energía eléctrica en otras formas de energía, como la potencial o cinética, que pueden almacenarse y reconvertirse posteriormente en electricidad según la demanda lo requiera. Los sistemas de almacenamiento energético incluyen por ejemplo baterías, volantes de inercia, aire comprimido y almacenamiento hidráulico por bombeo mediante centrales hidroeléctricas reversibles (HPS), entre las más conocidas tecnologías. Siendo esta última la de mayor despliegue con más del 94% de la capacidad instalada de almacenamiento a nivel mundial.

El almacenamiento eficiente de energía es un pilar fundamental en la transición energética, que permite flexibilizar la producción de energía renovable y garantizar su integración en el sistema eléctrico, yendo además de la mano con el cumplimiento de las metas de descarbonización establecidas por los diferentes países a nivel mundial en el marco de los acuerdos y compromisos para el desarrollo sostenible y hacer frente a los efectos del calentamiento global.

La energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo (HPS) es un uso modificado de la tecnología hidroeléctrica convencional para almacenar y gestionar la energía o la electricidad. Las HPS utilizan la electricidad para almacenar la energía potencial moviendo el agua entre un reservorio superior y otro inferior. En el modo de bombeo, la energía eléctrica se convierte en energía potencial y se almacena en forma de agua en el reservorio superior, por lo que a veces se denomina “batería de agua”. El bombeo del agua cuesta arriba para su almacenamiento temporal “recarga la batería” durante las horas de menor consumo eléctrico o exceso de generación de otras fuentes de energía. Mientras que, durante los períodos de alta demanda de electricidad, el agua almacenada se libera o descarga a través de las turbinas y se convierte de nuevo en electricidad en modo de generación, tal como una central hidroeléctrica convencional (NHA, 2018). La energía almacenada es proporcional al volumen de agua almacenado en el reservorio superior y la diferencia de altura entre los reservorios.

La primera central HPS (1MW) inició sus operaciones en 1909 en Schaffhausen Suiza, luego se dieron algunos desarrollos entre 1920 y 1950. Sin embargo, la instalación de HPS cobra fuerza después de la segunda guerra mundial. El gran crecimiento de la población y el desarrollo económico, especialmente en Estados Unidos y Europa, cambiaron el patrón de consumo eléctrico, aumentando la relación entre el consumo en horas punta y fuera de ellas.

En los años 60s se empiezan a desarrollar las HPS con mayor intensidad. Es así como de aproximadamente 3 GW instalados en el mundo en 1960, se alcanzan a instalar 20 GW hasta principios de los años 70. Luego la curva de instalación se acelera y alcanza su mayor desarrollo con la instalación de 80 GW adicionales entre 1970 y 1990. Este gran impulso se produce debido a la preocupación de los gobiernos por la seguridad energética, tras la crisis del petróleo en los años 70 y que además motiva un masivo desarrollo de centrales nucleares, que requerían una tecnología complementaria para absorber los excedentes de generación y satisfacer los picos de demanda. Es así como Japón adquirió relevancia y liderazgo en el mercado mundial. Tras un modesto desarrollo en la década de 1990 (18 GW aprox.), debido principalmente a la desregulación de los mercados y a un menor crecimiento de la energía

nuclear, países como Austria y Noruega desarrollaron varias centrales reversibles, la primera impulsada en el aprovechamiento de su gran recurso hidroeléctrico y la mejora de la operación de sus centrales existentes y el balance del servicio eléctrico en sus redes vecinas. Mientras que la segunda, basada en la necesidad de balance estacional, donde los ciclos de bombeo y consecuentemente el almacenamiento se realizan durante el verano (periodo de descongelamiento) y la generación se da en el invierno. Posteriormente, la instalación de HPS se aceleró nuevamente a principios de la década de 2000 como tecnología necesaria para el incremento del uso de energías renovables, donde China adquiere relevancia en el mercado global (IHA, 2018).

En el mundo la potencia total instalada mediante HPS alcanzó en el 2020 los 159.5 GW (IHA, 2021), siendo Asia oriental (China y Japón), Europa (Alemania, Suiza, España e Italia principalmente) y Norteamérica (Estados Unidos) las regiones con la mayor capacidad operativa en materia de HPS y que han experimentado el mayor crecimiento en los últimos decenios. Es probable que múltiples factores, además del crecimiento de las energías renovables variables, hayan contribuido al crecimiento continuo de la HPS en esas regiones, entre ellos las diferentes reglamentaciones energéticas y políticas de mercado que favorecen el desarrollo de las HPS. Los objetivos ambientales, los incentivos fiscales, las iniciativas de eficiencia energética y otras políticas han contribuido al éxito del desarrollo de las HPS (IHA, 2018). De acuerdo con la agencia internacional de energía renovable (IRENA), se necesitan a nivel global unos 850 GW de nueva capacidad instalada hidroeléctrica en los próximos 30 años, como parte de este objetivo, la actual capacidad de las HPS tendría que casi duplicarse, a 325 GW al 2050. En ese sentido, la agencia internacional de energía (IEA, 2021) prevé que los proyectos HPS representen casi el 30% (65 GW) de la de la expansión de la capacidad hidroeléctrica mundial durante 2021-2030 y que la mayoría de nuevos proyectos se desarrollarán en las economías emergentes. Se espera también que al menos el 7% de la capacidad añadida de HPS utilizará infraestructura existente (antiguas minas y embalses naturales) o añadirá capacidad de bombeo a las centrales operativas existente. Siendo los principales motores la necesidad de aumentar la flexibilidad al sistema eléctrico y mayores necesidades de almacenamiento en varias regiones del mundo.

El desarrollo de las HPS en Latinoamérica es aún incipiente, aunque existan plantas de este tipo desde 1935 en Brasil (Pedreira, 78.5 MW) y Argentina (Río Grande de 750 MW y Los Reyunos de 224 MW), en conjunto alcanzan poco más de 1GW instalado, lo que representa solo el 1% de la capacidad de almacenamiento mundial (DOE, 2020). Este bajo despliegue de HPS en la región obedece principalmente a que su incorporación en los sistemas eléctricos no fue necesaria debido a la continuidad operativa o firmeza de las tecnologías disponibles, como la hidroeléctrica de grandes embalses, y la sobrecapacidad en el corto plazo en algunos países. Sin embargo, en la región LAC, caracterizada por una alta disponibilidad de recursos renovables, se observa una fuerte penetración de energías intermitentes en la matriz energética, surgiendo grandes oportunidades para el desarrollo de sistemas de almacenamiento dado su beneficio de flexibilidad.

Por su configuración, los sistemas HPS, convencionalmente pueden dividirse en dos categorías principales: sistemas de ciclo abierto, en los que la instalación HPS está continuamente ligada a una fuente de agua que fluye naturalmente, y los sistemas de ciclo cerrado o fuera de corriente, en los que la instalación HPS está aislada de la fuente de agua natural. Existen también otras configuraciones más innovadoras que permiten que los sistemas HPS puedan integrarse con el almacenamiento en baterías; proyectos de riego; o sistemas en los que se utiliza el océano, un lago o un río como reservorio inferior (IRENA, 2020)

A diferencia de las centrales hidroeléctricas convencionales, las plantas de almacenamiento por bombeo son consumidoras netas de energía debido a las pérdidas eléctricas e hidrául-

cas que se producen al bombear el agua al reservorio superior. El ciclo, o ida y vuelta, tiene una eficiencia en una planta de almacenamiento por bombeo típicamente entre el 70% y el 80%. Es decir que para generar 1MWh se requiere consumir 1.3 MWh aproximadamente.

En el desarrollo de la tecnología de las HPS podemos indicar que las innovaciones técnicas han sido clave para la flexibilidad y los cortos tiempos de cambio entre modo bombeo y turbinado que hacen que el almacenamiento por bombeo sea un componente valioso para la estabilidad de la red económicamente viable. La tecnología apropiada depende de los requisitos del mercado como muestra la siguiente tabla O-1:

Tabla O-1: Tecnología apropiada según la producción y consumo

Producción y consumo	Tecnología apropiada
Flexibilidad baja	Bomba-turbina a velocidad sincrónica
Regulación de red con flexibilidad normal	Bomba-turbina a velocidad variable
Regulación de red con flexibilidad alta	Bomba-turbina a velocidad sincrónica con convertidor de tamaño completo
Regulación de red con flexibilidad muy alta	Set de turbina de bomba ternaria

Unidades de velocidad fija: La tecnología más simple para una HPS es la bomba-turbina a velocidad síncrona, quiere decir con velocidad fija. Esta tecnología es apta cuando no hay mucha variación o diferencia de altura entre los niveles de agua de los embalses superior e inferior, respectivamente y el objetivo de la HPS es principalmente turbinar en las horas de alta demanda y bombear en las horas de baja demanda en el sistema.

Unidades de velocidad variable: Añadiendo un motor-generador asíncrono (de inducción) o un convertidor de frecuencia con un motor-generador síncrono, se puede variar la velocidad de rotación de una turbina bomba. La capacidad en el modo de bombeo puede entonces ajustarse, permitiendo el control de la frecuencia y los servicios de estabilización de la red. Esto permite operaciones fuera del rango de capacidad habitual del 70-100%.

Unidades de turbina de bomba ternaria: Las unidades de turbina de bomba ternaria comprenden tres partes principales: un motor-generador, una turbina (a menudo una turbina Pelton) y una bomba de una sola etapa o de múltiples etapas. Las dos últimas están conectadas al motor-generador en el mismo eje. Con dos máquinas hidráulicas separadas, la dirección del moto-generador es la misma tanto para el modo de generación como para el de bombeo. Para cambiar entre ambos, se utiliza un embrague, una turbina de arranque o un convertidor de par. El convertidor de par es particularmente eficaz para separar o conectar la bomba y la turbina en cuestión de segundos, lo que resulta en tiempos de cambio muy cortos. La desventaja de las unidades de turbina de bomba ternaria es el mayor costo de inversión, causado por la separación de la turbina y la bomba, y por el mayor costo de las obras civiles (mayor tamaño de casa de máquinas) y el equipo hidromecánico adicional.

En la medida que la instalación de la HPS tenga mayor flexibilidad que las unidades a velocidad fija, estas centrales ofrecen otros servicios complementarios dentro de la red eléctrica, aparte de su propósito principal de almacenar energía, como:

- **Nivelación de picos:** un sistema HPS puede utilizarse en la nivelación de picos para satisfacer las más altas demandas en un corto período de tiempo
- **Balance de carga:** La nivelación de la carga suele implicar el almacenamiento de energía durante los períodos de carga ligera (fuera de las horas punta) en el sistema y su entrega durante los períodos de gran demanda
- **Regulación de frecuencia:** permite mantener la frecuencia dentro de los márgenes dados mediante la modulación continua de la potencia activa
- **Reserva back-up, reserva de giro:** las plantas reversibles pueden proporcionar una fuente de energía adicional que puede ponerse a disposición del sistema de transmisión en pocos segundos en caso de cambios inesperados de carga en la red
- **Rampas flexibles y rápidas:** avances como las turbinas de velocidad variable, pueden proporcionar capacidad de rampa flexible, que permiten al generador aumentar o disminuir su producción, según los cambios en las previsiones de carga neta. Es así como algunas HPS pueden alcanzar plena carga en menos de 30 segundos.
- **Capacidad de arranque en negro:** estas plantas tienen la capacidad de funcionar con cargas cero. Cuando las cargas aumentan, se puede cargar energía adicional rápidamente
- **Soporte de tensión:** estas plantas tienen la capacidad de controlar la energía reactiva, asegurando así que la energía fluya desde la generación hasta la carga

Por otro lado, se precisa que gran parte de estos servicios, además del almacenamiento de energía, pueden ser provistos por las centrales hidroeléctricas convencionales con embalse. Sin embargo, las HPS pueden adicionalmente absorber excedentes de energía (por ejemplo, de energía renovable variable - ERV) para satisfacer los picos y fluctuaciones de la demanda. En ese sentido la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2021) señala que la energía hidroeléctrica es un factor clave para la generación flexible y el almacenamiento, su flexibilidad varía según el tipo de turbina, el diseño de la central (modo de operación) y tipo de instalación (con presa o HPS, y en menor medida centrales de pasada), que permitirá sostener la creciente y masiva integración de ERV a los sistemas eléctricos. Claramente a bajos niveles de penetración de estas energías, como ocurre en gran parte de los países latinoamericanos, las variaciones en el suministro pueden ser aún manejadas y la generación convencional existente puede brindar el balance y flexibilidad necesaria al sistema eléctrico. Sin embargo, la agenda de transición energética de generación convencional (térmica) a fuentes de energía limpia, como parte de los compromisos ambientales de los países por reducir sus emisiones de CO₂, así como la creciente demanda de flexibilidad debido al gran incremento reciente de ERV en países como Chile y Brasil, hace urgente la incorporación de sistemas de almacenamiento, donde las HPS, debido a su gran madurez tecnológica y gran capacidad de almacenamiento en comparación con otras tecnologías como las baterías, tienen un rol importante.

De acuerdo con un análisis para 19 países donde se han instalado centrales HPS entre el 2003 y 2019 (IRENA, 2020), los costos de inversión varían entre 617 USD/kW y 2,465 USD/kW. Por otro lado, según diferentes fuentes bibliográficas y base de datos del DOE (2020), los costos específicos varían entre los 500 USD/kW y 1,333 USD/kW para centrales reversibles cuya capacidad

instalada se encuentra entre 58 MW y 2400 MW. En general, la variación del costo específico es atribuible principalmente al tamaño de la central, donde una HPS de 1000 MW puede costar aproximadamente la mitad por MW instalado que una de 200 MW debido a los ahorros por escala. Por ejemplo, comparando la central HPS Bath County (de capacidad inicial de 2,100 MW) en Estados Unidos que alcanzó un costo específico de 762 USD/kW, mientras que en el mismo país se proyecta para la central de bombeo Goldendale (1200 MW) un costo de 1750 USD/kW.

Otro factor determinante son las condiciones de sitio, donde óptimamente para los proyectos de más bajo costo se tiene una gran caída (mayores a 300 m) y longitudes cortas de conducción (menores a 5km) entre el reservorio superior e inferior, así como accesibilidad al sitio y disponibilidad de lagos o embalses naturales que pueden servir como reservorios, lo que en conjunto se traduce en menores costos de construcción. Estas condiciones caracterizan a varias centrales HPS construidas en China, donde debido a su extensión territorial presumiblemente resulta más fácil encontrar estas condiciones ideales, mientras que en Europa los sitios ideales son más complejos de encontrar. Sin embargo, en países como Noruega, se tienen costos específicos bajos por kW instalado y muchos más bajos por kWh almacenado en comparación de otros países (0.4 -143 USD/kWh)¹, lo cual se puede explicar en su topografía con zonas de planicies en las partes más altas de sus cuencas, que permite la construcción eficiente de reservorios con gran volumen de almacenamiento a grandes elevaciones y/o el aprovechamiento de lagos existentes, se espera que los costos se reduzcan aún más aprovechando la infraestructura de centrales hidroeléctricas existentes, particularmente embalses y sistemas de conducción en futuros proyectos de renovación (Pitorac, Et al., 2020). La experiencia noruega puede resultar interesante, considerando las similitudes geográficas con algunos países de región andina.

Desagregando los costos de inversión en sus componentes principales, se observa que por lo general y dependiendo de las condiciones del sitio, la obra civil requiere aproximadamente 2/3 del costo de inversión, el equipamiento 1/4 y la ingeniería el resto. Esta proporción es similar a una central hidroeléctrica convencional, aunque en casos de HPS con tecnología más avanzada con unidades de velocidad variable o turbinas de bomba ternaria, el costo del equipamiento puede subir a aproximadamente un tercio del total.

Una estrategia interesante para la promoción de centrales HPS en el mercado eléctrico puede ser la integración de la posibilidad de bombeo a una central hidroeléctrica existente o la reconversión de esta en HPS, ya sea mediante la conexión de dos embalses existentes, utilización parcial de lagos o embalses existentes como reservorio superior o inferior o añadir a una central hidroeléctrica de embalse una planta de bombeo.

Un ejemplo de reconversión destacado, actualmente en construcción, es el de la planta Snowy 2.0 en Australia, donde se están conectando dos embalses existentes en las Montañas Nevadas mediante un sistema de conducción de 27 km de túneles, con una central subterránea, para en conjunto instalar una HPS con 2000 MW y 175 horas de almacenamiento, cuyo costo específico por kWh resultó 10 dólares, bastante favorable en comparación de los 580 dólares de la HPS Hornsdale, la más grande en Australia (McWilliams, 2021)

Otro ejemplo, es el caso de la HPS Venda Nova III (781 MW) en el río Cávado al norte de Portugal con un complejo de centrales en cascada, es la segunda HPS que se integra a la central hidroeléctrica Venda Nova, donde se aprovecha los embalses existentes como reservorio superior e inferior, que se complementan con la construcción de un nuevo sistema de conducción y una casa de máquinas subterránea equipada con 2 turbinas reversibles de velocidad variable, alcanzando un precio específico alrededor de los 400 USD/kW.

1- Rango de precios en USD/kWh para 10 centrales HPS con capacidades entre 11 MW – 640 MW (Pitorac, 2020)

De manera similar, existen otros casos como la central hidroeléctrica Alqueva II en Portugal, que añadió otros 260MW de turbinas de bombeo reversibles al sistema hidroeléctrico existente de 260 MW. En Suiza, la central hidroeléctrica Limmern, aprovecha los embalses existentes Mutt y Limmern. Mientras que, en la India, la central hidroeléctrica Tehri 20 añadió 100 MW de HPS entre los embalses Koteshwar y Tehri (McWilliams, 2021)

El caso más simple, es utilizar un embalse existente como reservorio inferior de una HPS y agregar un reservorio superior artificial o natural si las condiciones topográficas así lo permiten. En este caso, los ahorros en comparación con una instalación independiente nueva varían de acuerdo a las condiciones propias del sitio y la infraestructura existente, pudiendo estar alrededor del 20 al 25% por el reservorio inferior existente, que en combinación con la escala del proyecto podría conseguirse costos por kW más atractivos. Por ejemplo, si en lugar de integrar un proyecto HPS de 300 MW por uno de 600 MW, en rangos óptimos de caída y longitud de túnel, aprovechando el reservorio de la central existente podría conseguirse costos específicos en el orden de 600 USD/kW en lugar de 800 USD/kW.

Ahorros de mayor significancia, podrían ser alcanzados mediante la conversión de una central hidroeléctrica existente a una central reversible. Para esto, sin embargo, la central existente debe cumplir con algunos requisitos básicos como:

- Contar con un embalse o reservorio superior
- El salto bruto del proyecto debe estar en un rango de 300-1000 m, preferiblemente 400-700m. en una distancia lo más corta posible (1.5-5.0 km)
- La conducción debe ser a presión entre el embalse y la casa de máquinas
- El sitio de la central debe ya tener un reservorio inferior existente o el espacio necesario para construir uno en la cercanía de la casa de máquinas existente

En caso de que la central hidroeléctrica cumpla con estos requisitos (también aplicable a centrales en cascada), se podrá construir una casa de máquinas nueva con la altura de succión suficiente por debajo del nivel del reservorio inferior. Luego, se realizarían las remodelaciones necesarias de la central existente, principalmente la conexión de la casa de máquinas nueva al sistema de conducción existente y las modificaciones necesarias en la estructura de toma en el reservorio superior. De esta manera, se estima que el ahorro del costo de inversión para la HPS puede estar en el orden de 50% en comparación con un proyecto nuevo independiente, incluyendo menores impactos ambientales, reducción de costos y tiempos relacionados a la aprobación de permisos.

En particular, en Latinoamérica, el enfoque del estudio se ha centrado en seis países: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Panamá y Perú, evaluándose sus normativas y apertura hacia la incorporación de nuevas tecnologías e inversiones, sus modelos regulatorios para el análisis de condiciones remunerativas por nuevos servicios y los esquemas de precios en cuanto a atraktividad para la tecnología HPS. En la Tabla O 2 se resumen las principales características, barreras y oportunidades por país para el desarrollo de las HPS.

Visto en términos de potencial comercial, la mayoría de los países de la región latinoamericana tienen planes de transición energética hacia una matriz renovable, habiéndose identificado tres nichos para las HPS:

- i) incluirlas como potencial dentro del aprovechamiento hídrico conforme a la experiencia global,
- ii) considerarla como potencial de sustitución de plantas termoeléctricas en el mediano plazo, y
- iii) considerarla como potencial aprovechamiento de agua de mar en países litorales como Chile y Perú.

Del análisis realizado, se ha encontrado que no obstante el potencial hidroeléctrico disponible en los países evaluados y en la región, en la mayoría de ellos la producción termoeléctrica supera el 22%, con ello el potencial aprovechamiento de recursos primarios renovables sería no sólo para las HPS sino también para las energías renovables intermitentes. Este resultado sugiere que, en los países evaluados, la tecnología HPS podría brindar el servicio de flexibilidad, y en combinación con otras fuentes como solar y eólica, podría reemplazar una fracción del potencial de sustitución de plantas térmicas (77,432 MW), que tienen años de uso y en las próximas décadas requerirán ser reemplazadas, teniendo en cuenta además los planes de descarbonización de los países, como parte de sus compromisos ambientales.

Por otro lado, considerando el amplio potencial hidroeléctrico de los seis países (441,214 MW²), donde se utilizan 146,516 MW, es decir sólo el 32,3%, lo que significa que el potencial restante por desarrollar podría ser aprovechado integrando HPS, ilustrativamente, en base de la experiencia global que muestra que aproximadamente el 12% de la capacidad hidroeléctrica instalada es mediante HPS, implicaría que se tiene por desarrollar un parque de generación HPS en estos países de por lo menos 17,695 MW.

Asimismo, si se tiene en cuenta que en LAC la capacidad instalada en hidroeléctricas con más de 30 años de operación es de 104 GW, se puede inferir que existe en este grupo de centrales un alto potencial de rehabilitación y/o modernización, que puede ser complementado con alternativas de centrales reversibles, considerando impactos ambientales reducidos, así como costos de inversión menores en comparación a nuevos proyectos. Es así, que la etapa de planificación de la rehabilitación y modernización de las centrales hidroeléctricas constituye el momento adecuado para analizar la posibilidad de conversiones con la incorporación de equipamiento para bombeo y otras inversiones para maximizar la capacidad de almacenamiento. Las experiencias de conversiones de proyectos comparables en otros países pueden servir de referencia para este análisis.

Del análisis de la organización y oferta de los mercados eléctricos se puede resumir lo siguiente:

- Los seis países, con excepción de Argentina, tienen un sector de generación con actividad y apertura hacia el sector privado en la generación.
- El diseño organizacional de los mercados es muy similar, con matices propios de sus antecedentes como monopolios y operación integrada de sus mercados.
- La apertura a la inversión, promovida por sus marcos normativos, ha permitido el desarrollo de los sistemas de generación y han aplicado mecanismos de competencia.

2- Fuente: Ministerio de Energía de Chile, Secretaría de Energía de Argentina, Ministerios de Minas y Energía de Brasil, Colombia y Perú, Secretaría Nacional de Energía de Panamá

- En cuanto a oferta, la capacidad total de generación eléctrica al 2020 es de 273 976 MW, con el 29% de tipo no renovable de 79,453 MW y renovable el 71% con 194,523 MW.
- Las energías no convencionales como la solar y eólica sólo alcanzan el 9.7% de la capacidad instalada con 26,160 MW.

Dada las ventajas de la HPS se han revisado los marcos regulatorios, principalmente en la formación del precio de la electricidad, los modelos de mercado, de despacho eléctrico, así como los Servicios Complementarios, identificando las ventajas para obtener ingresos y amortizar este tipo de proyectos.

Se observa libertad de competencia en generación, con potencial en cada país definido por las características del sistema, el porcentaje de recursos renovables en su matriz y la generación térmica con combustibles fósiles, entre otros.

En relación con los precios de generación, referente de competencia para las tecnologías de generación como la HPS, se tiene que Panamá es el país cuyo precio a nivel de generación es mucho más atractivo con 106.6 USD/MWh, en tanto que Colombia, Chile en el orden de los 68 USD/MWh tienen precios similares a nivel de generación y Perú que tiene precio inferior a los 20 USD/MWh en su mercado mayorista, aunque para el mercado regulado es superior; en los mercados indicados se agrega el precio de capacidad. Sin embargo, es de destacar que Brasil cuyo precio a nivel de generación es de 36 USD/MWh, en su modelo de precios no considera precio de capacidad.

Es de resaltar que en casi todos los países de la región se promueve la inversión, con incentivos en proyectos de generación renovable intermitente como solares y eólicas, implementando subastas para la compra de electricidad a mediano y largo plazo, aunque en la mayoría de los países estudiados aún no se llega al 15% de penetración de estas tecnologías, con excepción del mercado chileno donde se tiene un gran impulso a las plantas fotovoltaicas y eólicas. En particular las HPS tienen un potencial para complementarse con las tecnologías intermitentes en las subastas por capacidad.

En cuanto al ambiente regulatorio de los países en análisis se observa que tanto Chile como Colombia tienen en curso cambios en sus esquemas regulatorios para incluir la operación de tecnologías de almacenamiento, donde las HPS podrían tener un papel relevante en ese objetivo. De los países evaluados se destaca el diseño regulatorio de Chile para incorporar sistemas de almacenamiento, habiendo llegado a definir los sistemas de almacenamiento para su interacción en el mercado, así como los criterios para habilitar las transacciones.

Una de las barreras más importantes, señalada por los diferentes actores entrevistados, está referida remuneración de los servicios complementarios (no contemplada en casi ninguno de los países de la región), que constituye una de las medidas que podrían contribuir a mejorar la rentabilidad de los proyectos HPS. Las centrales hidroeléctricas reversibles ofrecen estos servicios en forma eficiente y confiable por la magnitud de almacenamiento que pueden proveer comparado con otras tecnologías. La creciente instalación de generación intermitente en los sistemas que es una tendencia clara en muchos de los países de la región (especialmente con proyectos eólicos y solar fotovoltaico), constituye un escenario ideal para proponer e impulsar un mercado de servicios complementarios del cual se podrían beneficiar las centrales reversibles.

Dentro de los aspectos prioritarios para plantear una Hoja de Ruta para las HPS y superar las barreras al desarrollo de esta tecnología será pertinente acometer por los siguientes cambios.

- Definir el agente habilitado para desarrollar proyectos HPS, siendo factible que los sistemas HPS lo desarrollen los generadores, consumidores, o incluso como un activo de transporte o distribución, debiendo enmarcarse esta tecnología en la regulación actual;

- El mecanismo de subasta es aplicable como incentivo para la tecnología HPS con lo cual se puede gestionar el riesgo económico por la explotación de estos sistemas.

De la experiencia internacional se han identificado cambios regulatorios que requieren ser adaptados al entorno normativo de cada país para promover tecnologías de almacenamiento:

- Alinear políticas de generación renovable intermitente con sistemas de almacenamiento HPS, como recurso complementario para mitigar los impactos de la alta penetración RER.
- Incorporar a los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, teniendo en cuenta su capacidad, costos de inversión y el horizonte a largo plazo.
- Fijar un esquema remunerativo, mediante la formación del mercado de Servicios Complementarios, estableciendo la categoría de sistemas de almacenamiento como agentes del sistema y valorando sus beneficios operativos y definiendo sus productos y precios como los servicios de balances de carga, regulación de frecuencia y de tensión.
- Formular alcances y límites para los servicios complementarios, considerando que sus servicios de regulación se brinden bajo condiciones y mecanismos de competencia.
- Definir Procedimientos para conexión de los sistemas de almacenamiento, para la operación, mantenimiento y evaluación de desempeño.

Tabla 0-2: Resumen de características, barreras y oportunidades para el desarrollo de HPS en los países latinoamericanos de estudio

		Panamá	Colombia	Perú
Características	Generación eléctrica 2020 (MW instalados)	3,862 MW (59% renovables)	17,607 MW (68% renovables)	12,613 MW instalados (46% renovable)
	% ERV 2020 (Eólico+PV)	9.40%	0.40%	5.10%
	Participación térmica (2020)	22%	15%	40%
	Agenda de descarbonización	Meta Nacional de Carbono Neutral al 2050 (D.E. N° 100 - 20/10/2020)	Reducción de emisiones de GEI en un 51% para el 2030	Reducción de emisiones de GEI en un 30 a 35 % al año 2030
	Estudios de Potencial HPS	Aún no realizado	Aún no realizado	Aún no realizado
	Centrales HPS	Tema abierto en su estrategia energética	Tema abierto en su estrategia energética	Proyecto privado en evaluación
	Regulación para almacenamiento	Aún no se inicia evaluación de Regulación del almacenamiento	Reciente Regulación. Se inicia con las baterías de almacenamiento	Inicios de evaluación de Regulación del almacenamiento
Oportunidades	Transición Energética	Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética 2020-2030.	12% RER al 2020 (excluyendo hidroenergía)	15% de RER al 2030
	Proyectos HPS identificados o en desarrollo	No está identificado	No está identificado	1 proyecto identificado para autogeneración
	Facilidades geográficas y/o sitios identificados con potencial	Potencial en el Canal de Panamá	Recursos Hidráulicos disponibles	Amplia costa con desniveles + cordillera
	Potencial de reemplazo térmico	1,909 MW	5,307 MW	6,854 MW
	Subastas de SSCC	Aun no Reglamentado	En Propuesta el Reglamento de Servicios Complementarios	Aun no Reglamentado
Barreras	Restricciones administrativas (normativas y políticas)	Aún se mantienen	Con la Reglamentación de SSCC se están reduciendo	Hay inicio para evaluación de mercado de SSCC
	Sector eléctrico conservador	Mercado expectante de las Subastas que garantizan precio	Mercado expectante por promoción la generación y subastas	Los agentes consideran el Mercado como sobre instalado. Las RER esperan subastas
	Falta de remuneración de SSCC	No hay un mercado de SSCC	Con estudios en curso para diseño de modelo	Ausencia de mercado de SSCC. El servicio es obligatorio
	Spread (\$/MWh)	45 USD/MWh	66,9 USD/MWh	8,7 USD/MWh
	Pago por SSCC	No Aplica. Es Mandatorio, sin remuneración	En evaluación de Reglamento	No Aplica. Es Mandatorio sin remuneración
	Condiciones ambientales	Se requiere Licencia Social y Ambiental (falta agilidad en estos procesos)	Se requiere Licencia Social y Ambiental (falta agilidad en estos procesos)	Se requiere Licencia Social y Ambiental (falta agilidad en estos procesos)
	Aceptación social	Procesos de consulta previa vinculantes	Antecedentes como Ituango, han generado rechazo social para cualquier tipo de desarrollo hidroeléctrico	Procesos de consulta previa vinculantes

Tabla 0-2: Resumen de características, barreras y oportunidades para el desarrollo de HPS en los países latinoamericanos de estudio (Cont.)

		Brasil	Chile	Argentina
Características	Generación eléctrica 2020 (MW instalados)	172,928 MW (86% renovable)	24,975 MW (51% renovable)	41,991 MW (35% renovable)
	% ERV 2020 (Eólico+PV)	11.50%	22.5%	8%
	Participación térmica (2020)	14%	48%	60%
	Agenda de descarbonización	Plan Nacional de Energía al 2050 (EPE)	Política Energética de Largo Plazo 2020-2024 y nuevas políticas en discusión	Iniciativa "Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética Argentina al 2050" lanzada en el 2018
	Estudios de Potencial HPS	Estudios de Potencial para Río de Janeiro y Sao Paulo	Estudio de potencial para todo el país (2020)	No existe
	Centrales HPS	1 (78.5 MW) operando y 3 cerradas (110.9 MW)	1 planta auxiliar (30 MW)	Los Reyunos (224 MW) y Río Grande (750 MW)
	Regulación para almacenamiento	Acuerdos Técnicos y Comerciales para la Inserción de Sistemas de Almacenamiento de Energía en el Sector Eléctrico Brasileño	Ley 20.936, para HPS aplica el reglamento N° 125 del MEN	Existe regulación (Resolución SEyP 0017/1996)
Oportunidades	Transición Energética	23% RER al 2030	meta de 20% de RER al 2025 fue superada, participación RER en constante crecimiento	27% RER al 2030
	Proyectos HPS identificados o en desarrollo	Carta de proyectos identificados en Río de Janeiro y Sao Paulo	3 proyectos en estudios	No está identificado
	Facilidades geográficas y/o sitios identificados con potencial	Desniveles en Río de Janeiro y Sao Paulo	Amplitud costera en la zona norte de Chile (Arica, Parinacota y Tarápaca) y zona de lagos en el Sur (Aysén y Magallanes)	Amplitud de cordillera al borde de Chile
	Potencial de reemplazo térmico	2,3786 MW	1,3285 MW	25,402 MW
	Subastas de SSCC	Aun no Reglamentado	Se ofrecen desde el 2020	No está previsto
Barreras	Restricciones administrativas (normativas y políticas)	ANEEL está en procesos de consulta pública sobre cambios en la normativa eléctrica	Ya disponen de Reglamentación de SSCC	Existe normativa, aplicable a las 2 centrales HPS existentes
	Sector eléctrico conservador	Mercado atractivo	Mercado diversificado y con alto margen de reserva	Mercado enfocado en el gas y petróleo
	Falta de remuneración de SSCC	Ausencia de mercado de SSCC. El servicio es obligatorio	Ya se dispone de esquemas de remuneración	Se dispone de esquemas de remuneración de 1996
	Spread (\$/MWh)	65,4 USD/MWh	32,4 USD/MWh	8 USD/MWh
	Pago por SSCC	No Aplica. Es Mandatorio sin remuneración	Cuenta con Reglamento de Servicios Complementarios	Existe un precio por el bombeo en USD por m3
	Condiciones ambientales	Se requiere Licencia Social y Ambiental (falta agilidad en estos procesos)	Se requiere Licencia Social y Ambiental	Se requiere Licencia Social y Ambiental
	Aceptación social	Procesos de consulta previa vinculantes	No representa una barrera, principalmente en la zona norte (desértica)	Se requiere consulta previa

An aerial photograph showing a large, kidney-shaped reservoir at the top of the frame, surrounded by a concrete dam and a road. Below the reservoir, a steep, forested mountain slope descends towards a small village with red-roofed buildings. A river flows through the valley. The bottom half of the image is a solid blue gradient.

01

Aspectos Generales del estudio

01

Aspectos Generales del estudio

1.1 Objetivos

El objetivo general del presente estudio es la elaboración de un documento que evalúa los aspectos técnicos, regulatorios y normativo de países representativos de América Latina para identificar el potencial desarrollo de centrales hidroeléctricas de bombeo – Hydro Pumped Storage HPS, en los países seleccionados.

Dicho objetivo general se complementa con los objetivos específicos de evaluar la situación actual de los países seleccionados como representativos en cuanto al sector eléctrico en particular, evaluando los aspectos normativos y regulaciones para el desarrollo de proyectos hidroeléctrico, identificando las principales barreras y desafíos, así como los aspectos financieros y económicos para la promoción de proyectos HSP, proponiendo alternativas para potencial posibles inversiones en esta tecnología.

1.2 Metodología

Básicamente la metodología empleada corresponde a una extensa revisión bibliográfica, análisis de información y recopilación de la experiencia en el sector de los autores. La misma que se ha complementado con entrevistas técnicas a diferentes expertos del sector eléctrico en los países seleccionados.

1.2.1 Entrevista técnica con expertos del sector eléctrico en los países de estudio

A fin de conocer de primera mano el estado de desarrollo de las HPS y su entorno en cada país, así como identificar desafíos y potencialidades para promoverlas, se han realizado entrevistas técnicas en los países de estudio mediante videoconferencia. En la Tabla 11 se presenta la lista de los expertos entrevistados por país:

Tabla 1-1: Expertos entrevistados por país e institución

País	Nombre	Institución/Empresa
Panamá	Guadalupe Gonzales	Secretaría Nacional de Energía
	Fernando Vargas / Eduardo Barria / Paola Miranda	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)
Colombia	Jorge Alberto Valencia Marín / José Fernando Prada	CREG (Comisión de Regulación de energía y Gas)
Perú	César Butrón	COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado)
Brasil	André Makishi / Renato Simoes	EPE (Empresa de Pesquisa Energética)
Chile	Fabián Barria / Javier Toro / Christian Luhr / Edgardo Esperguel / Fernando Mondaca / Iván Chaparro	CNE (Comisión Nacional de Energía)
	Juan Camus / Laurie Kelly / Javier de la Fuente / Matías Steinacker	Energía Valhalla ATCO Chile

La temática de las entrevistas fue enmarcada en torno a tres temas principales: recursos y potencial de las HPS, proyectos, Mercado y regulación. El cuestionario general de las entrevistas se detalla a continuación:

Sección 1: Sobre el recurso y el potencial de la tecnología

1. ¿Dentro de los recursos hidroeléctricos no explotados se ha evaluado la opción de sistemas hidroeléctricos de almacenamiento (Hydro-pumped Storage HPS)?
2. ¿Considera que las tecnologías de almacenamiento y en particular los HPS son aplicables y representan un potencial en su país?
3. ¿Se prevén en el sistema eléctrico de su país sistemas de almacenamiento?, ¿cuáles son las tecnologías consideradas o priorizadas?
4. ¿En cuánto se considera el potencial de crecimiento de tecnologías variables (eólica y solar) y si disponen de estudios de impacto en el sistema eléctrico?

Sección 2: Sobre proyectos HPS (actores, implementación, barreras y oportunidades)

5. ¿Los agentes del mercado de generación han realizado estudios de potencial HPS o disponen de proyectos en ejecución del tipo HPS?, ¿podría mencionar los proyectos o iniciativas más importantes?
6. ¿El desarrollo de los proyectos de generación está a cargo del estado o se dan por iniciativa de los agentes privados?

7. ¿Considera que hay barreras para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos HPS?, ¿Cuáles son las principales barreras y como podrían ser superadas?
8. ¿Qué oportunidades para el desarrollo de proyectos HPS ve en su país y como se podrían potenciar?
9. ¿Cómo valoraría la aceptación social para los proyectos HPS en su país?

Sección 3: Sobre el mercado y regulación del sector eléctrico

10. ¿Cuáles son los niveles de inversión estimativos o competitivos (en USD/kWh) en los proyectos de generación para su país?,
11. ¿Expectativa sobre los precios de largo plazo para la electricidad en el sistema: ¿Creciente o decreciente? Hay diferencia entre los precios de horas punta y los precios de horas valle.
12. ¿Existen políticas regulatorias para la transición a un modelo basado en recursos renovables, plazos previstos?,
13. El mercado de generación cuenta con tarifas o cargos por los servicios complementarios
14. ¿Considera que los servicios complementarios del sistema eléctrico disponen de sistema de precios competitivos?
15. ¿Se promueven en el mercado mecanismos de incentivos de precios para tecnologías renovables y/o para los sistemas de almacenamiento?

En los subcapítulos 5.1.3, 5.2.3, 5.3.3, 5.4.3 y 5.5.3 se resumen los resultados de las entrevistas realizadas.



02

Aspectos básicos
sobre Centrales
Hidroeléctricas
Reversibles (HPS)

02

Aspectos básicos sobre Centrales Hidroeléctricas Reversibles (HPS)

2.1 Estado del arte de las tecnologías de almacenamiento de energía

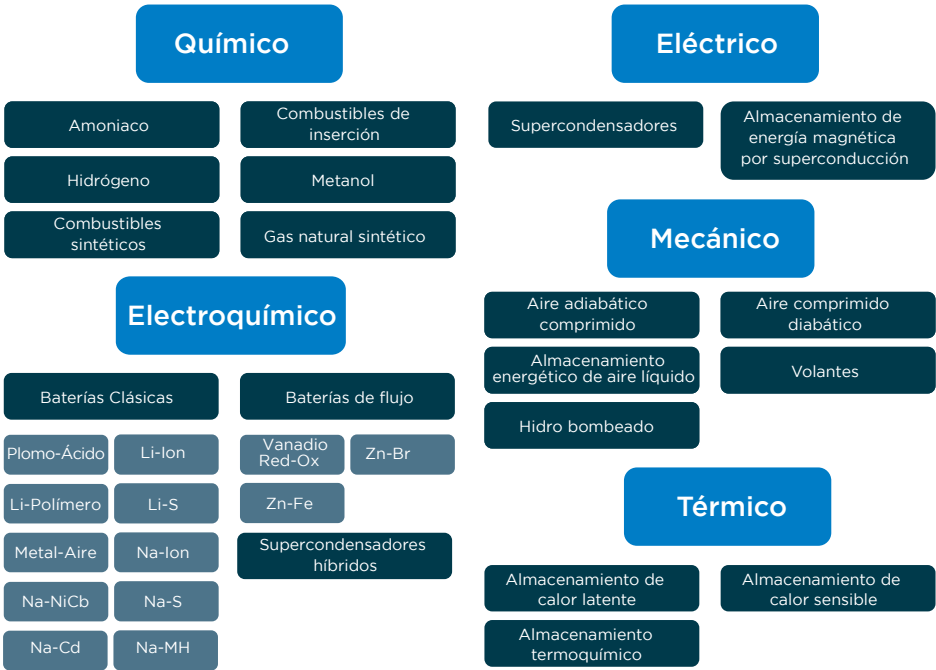
2.1.1 Almacenamiento de energía – Definición y tipos

El almacenamiento eficiente de energía es un pilar fundamental de la transición energética: permite flexibilizar la producción de energía renovable y garantizar su integración en el sistema (IBERDROLA, 2020).

La ventaja de la energía eléctrica es su fácil generación, transporte y transformación, sin embargo, el tema del almacenamiento de forma sencilla y económica aún se mantiene como un desafío grande; la excepción a la regla lo representa la hidroeléctrica convencional con reservorio que aporta capacidad de almacenamiento de tipo multianual, estacional, diaria u horaria, siendo la única tecnología renovable que cuenta con capacidad de almacenamiento de energía en la mayoría de sus esquemas de desarrollo. En otras palabras, la energía eléctrica se genera a la par de la demanda (de forma continua) y, en ese sentido, las energías renovables —de naturaleza no gestionable— van a necesitar el apoyo de los sistemas de almacenamiento para lograr integrarse, evitar el desperdicio de energía limpia y brindar una mayor seguridad y eficiencia al sistema eléctrico.

La Figura 2-1 muestra en términos generales el espectro de tecnologías disponibles para el almacenamiento de energía:

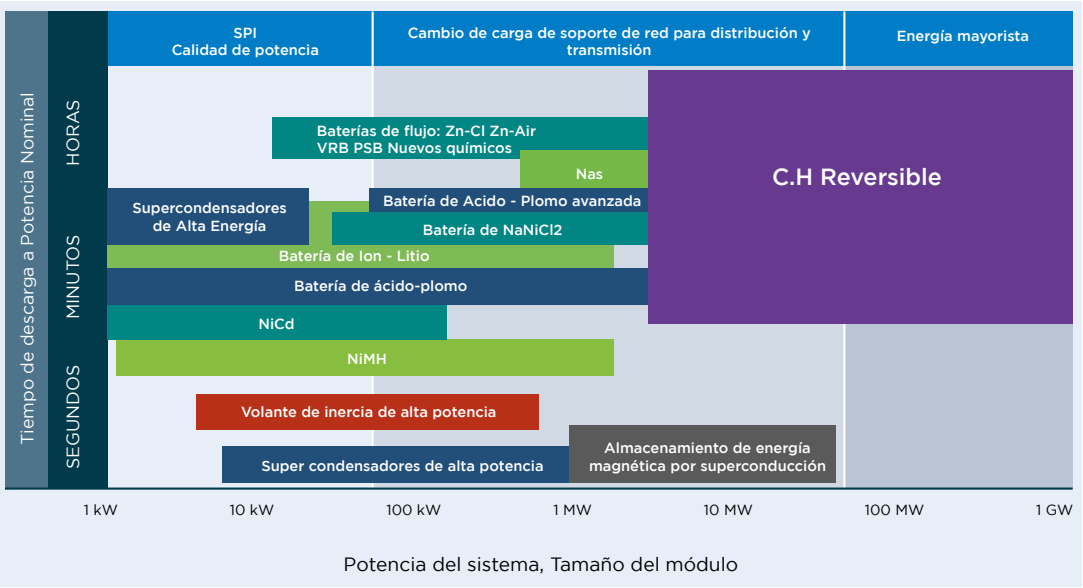
Figura 2-1: Clasificación de tecnologías de almacenamiento energético



Fuente: Asociación Europea de Almacenamiento de Energía

En la Figura 2-2 se muestran las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, según rangos de capacidad y tiempos de descarga:

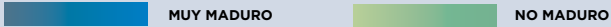
Figura 2-2: Capacidades de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía



Fuente: National Hydropower Association (2018)

Algunas de estas tecnologías de almacenamiento son conocidas y robustas por su desarrollo en el tiempo, algunas se encuentran aún poco maduras o en proceso de maduración, tal como se muestra en la Tabla 2-1:

Tabla 2-1: Capacidad energética y eficiencia de ciclo para diferentes tecnologías de almacenamiento energético

	Tecnología	Capacidad Energética	Eficiencia de Ciclo completo	Nivel de Madurez
Mecánica	Bombeo (PHS)	1 -100 GWh	80%	
	Bombas de calor (PHES)	500 kWh -1 GWh	70 -75%	
	Aire comprimido adiabático (ACAES)	10 MWh -10 GWh	> 70%	
	Aire comprimido (CAES)	10 MWh -10 GWh	45 -60%	
	Aire líquido (LAES)	10 MWh -8 GWh	50 -100%	
	Volante de inercia	5 -10 kWh	85%	
Electroquímica	Baterías ion-litio	< 10 MWh	86%	
	Baterías de flujo (V,Zn,Fe, Zn Br)	< 100 MWh	70%	
Eléctrica	Imanes superconductores (SMES)	1 -10 kWh	> 90%	
	Supercondensadores	1 -5 kWh	90%	
Química	Power to gas (H2)	Hasta 100 GWh	20 -40%	
	Power to X (P2X)	1 MWh -varios GWh	50%	
Térmica	Sales fundidas	3 GWh	40 -60%	
	Calor sensible	10 -50 kWh	50 -90%	
	Calor latente (PCM)	50 -150 kWh	75 -90%	
	Termoquímico (TCS)	12 -250 kWh	75 -100%	
				

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021

Todas estas tecnologías responden a diferentes necesidades y aplicaciones como se detalla en la Tabla 2-2:

Tabla 2-2: Necesidad de almacenamiento, flujo de beneficios, tiempo de descarga y capacidad

Necesidad de almacenamiento	Flujo de beneficios	Tiempo de descarga/ Capacidad de almacenamiento	Tecnología de almacenamiento utilizada
Igualar la generación y demanda. Mejor distribución de energía generada.	Arbitraje de precios Reducción de cargos por demanda	Minutos, Horas / kW, MW	Supercondensadores de alta energía, batería de cloruro de Sodio Níquel
Almacenamiento en plantas pico ayudan a reducir el uso de combustible fósil cuando hay cambios en el suministro y demanda.	Capacidad de suministro eléctrico Contrato de capacidad de energía y arbitraje de precios	Horas / MW	Almacenamiento de aire líquido, baterías de flujo, centrales térmicas
Incrementa la eficiencia de generación térmica asegurando una producción constante.	Seguimiento de la carga Contrato de capacidad de energía	Minutos, Horas / MW	Baterías de flujo, centrales térmicas, baterías de sulfuro de Sodio, batería de plomo - ácido
Conciliar las diferencias momentáneas entre la oferta y la demanda, así como adsorber y proveer energía.	Servicios de equilibrio Contrato de capacidad de potencia	Segundos, Minutos / MW	Baterías de plomo ácido, volantes de alta potencia
Capacidad de reserva ante eventos inesperados de no disponibilidad de electricidad.	Reserva de suministro eléctrico	Horas / MW	Almacenamiento de aire líquido, baterías de flujo, centrales térmicas
Se requiere una respuesta rápida para mantener el voltaje y la frecuencia a los niveles requeridos luego de una gran perturbación.	Respuesta de regulación y soporte de voltaje Se evitan penalidades del operador del sistema	Milisegundos Segundos / kW, MW	Volantes de alta potencia, supercondensadores de alta potencia, SMES
El uso en el soporte de la transmisión mejora el rendimiento del sistema de Transmisión y distribución compensando anomalías eléctricas instantáneamente.	Soporte a la red de transmisión Se evitan penalidades del operador del sistema	Milisegundos Segundos kW, MW	Volantes de alta potencia, supercondensadores de alta potencia, SMES
Mitiga la congestión de los sistemas de transmisión durante períodos de máxima y mínima demanda.	Se aplazan renovaciones de los activos	Horas / kW, MW	Almacenamiento de aire líquido, baterías de flujo, centrales térmicas
Proporciona energía durante algún fallo del sistema hasta que se restablezca el servicio u otras fuentes estén disponibles.	Se evitan costos de inversión en infraestructura Fiabilidad del servicio eléctrico Reducción de pérdidas de producción y operación	Horas / kW, MW	Almacenamiento de aire líquido, baterías de flujo, centrales térmicas

Fuente: (ARUP, 2020)

La siguiente Tabla 2-3 muestra de forma resumida las ventajas, desventajas y ejemplos, de forma resumida, de algunos usos principales de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía.

Tabla 2-3: Ventajas, desventajas y aplicaciones de tecnologías de almacenamiento

Tecnología de almacenamiento	Ventajas	Desventajas	Usos Principales
Baterías de NaS	Alta densidad de energía, largo ciclo de vida, tolerante a ciclos de carga y descarga	Problemas de seguridad con sodio fundido	Calidad, integración de energía y estabilización de la red
Baterías de flujo	Gran capacidad	Baja densidad de energía	Balanceo de carga, energía de reserva
Baterías de plomo	Reciclable al final de vida útil, bajo índice de auto descarga	Baja densidad, material potencialmente peligroso.	Motores de vehículos, energía de reserva, almacenamiento
Baterías de iones de Litio	Densidad alta de energía y buena eficiencia	Costo alto, problemas de sobrecalentamiento	Integración de fuentes de energía renovable variable -ERV
Baterías de cloruro de sodio y níquel	Alta densidad de energía, larga vida, poca autodescarga y totalmente reciclable	Sodio fundido, puede requerir calefacción	Equilibrio de carga e integración de fuentes de energía renovable
Almacenamiento de energía de aire líquido	Materia prima ilimitada	Menor eficiencia, no está demostrada a escala de MW	Equilibrio e integración de fuentes de energía renovable
Almacenamiento de energía de aire comprimido	Tiempo de arranque rápido, mayor vida útil	Requiere gas, baja eficiencia, necesita infraestructura adicional	Nivelación de carga
Almacenamiento de energía hidráulica bombeada	Gran potencia y capacidad energética, tiempo de respuesta rápida	Limitación geográfica, lejos de centro de demanda	Generación de cargas máximas o respuesta rápida de reserva Nivelación de picos Balanceo de carga Regulación de frecuencia Arranque rápido Arranque en negro Soporte de tensión Integración de ERV
Almacenamiento de electricidad de calor bombeado	Sistema termo mecánico, no hay emisiones externas, bajo costo	Huella potencialmente grande	Soporte de tensión
Volantes de inercia	Respuesta rápida, bajo mantenimiento, calidad de energía	Contenedores robustos, alto costo	Mejorar la calidad de energía
Hidrógeno	Emisiones son vapor de agua, puede ser transportado	Baja eficiencia de ciclo de vida, alto costo	Almacenamiento de electricidad y procesos industriales
Almacenamiento de SMES	Liberación rápida de energía, recarga rápida	Baja densidad de energía, alto costo	Calidad de energía / regulación de la frecuencia
Super condensadores	Adecuado para cargas de alta corriente, número ilimitado de carga y descarga	Alto precio, baja densidad de energía.	Almacenamiento a corto plazo

Fuente: (ARUP, 2020)

Por otro lado, se precisa que gran parte de los usos y servicios que brinda la HPS, además del almacenamiento de energía, pueden ser provistos por las centrales hidroeléctricas convencionales que mediante sus reservorios aportan capacidad de almacenamiento multianual, estacional, diaria u horaria. Sin embargo, las HPS pueden adicionalmente absorber excedentes de energía (por ejemplo, de energía renovable variable - ERV) para satisfacer los picos y fluctuaciones de la demanda. En ese sentido la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2021) señala que la energía hidroeléctrica es un factor clave para la generación flexible y el almacenamiento, su flexibilidad varía según el tipo de turbina, el diseño de la central (modo de operación) y tipo de instalación (con presa o HPS, y en menor medida centrales de pasada), que permitirá sostener la creciente

y masiva integración de ERV a los sistemas eléctricos. Claramente a bajos niveles de penetración de estas energías, como ocurre en gran parte de los países latinoamericanos, las variaciones en el suministro pueden ser aún manejadas y la generación convencional existente puede brindar el balance y flexibilidad necesaria al sistema eléctrico. Sin embargo, en países como Chile y Brasil la necesidad de flexibilidad debido al gran incremento de ERV en su sistema eléctrico; hace urgente la incorporación de sistemas de almacenamiento, donde las HPS, debido a su gran madurez tecnológica y gran capacidad de almacenamiento en comparación con otras tecnologías como las baterías, tienen un rol importante.

2.1.2 Panorama de las tecnologías de almacenamiento de energía

Hasta el 2018, casi 173 GW de almacenamiento de energía se habían desplegado en todo el mundo. La Tabla 2 4 resume la actual capacidad total instalada en megavatios por tipo de tecnología en todo el mundo hasta dicho año. La información fue recopilada de la Base de Datos de Almacenamiento del DOE³ y la iniciativa HydroWIRES (2019) y está compilada por tipo de tecnología. Obsérvese que algunos de los registros de la base de datos no están verificados y, por lo tanto, las cifras que figuran en la Tabla 2 4 deben considerarse aproximadas.

Tabla 2-4: Despliegue mundial por tipo de tecnología, 2018

Tecnología	MW Desplegados
Sulfuro de sodio	189
Ion - Litio	1,629
Ácido - plomo	75
Haluro metálico de sodio	19
Batería de flujo	72
HPS	169,557
Almacenamiento de energía de aire comprimido (CAES)	407
Volantes de inercia	931
Condensador electroquímico	49
Total	172,928

Fuente: HydroWIRES (2019)

La HPS, al ser principalmente una tecnología de almacenamiento a escala de red, tiene la mayor cantidad de megavatios desplegados, con casi 170.000 MW (el 98% del almacenamiento de energía mundial desplegado). La HPS es seguida por el Li-ion, que tiene la mayor cantidad desplegada de todas las tecnologías electroquímicas con poco más de 1,6 gigavatios (GW).

De estas tecnologías, la región latinoamericana tiene poco despliegue en comparación al resto del Mundo. De acuerdo con la base datos mundial de sistemas de almacenamiento de energía (DOE, 2020), la región latinoamericana presenta menos del 1% de capacidad de almacenamiento

3- DOE: Departamento de Energía de Estados Unidos

de energía mundial entre el total de plantas instaladas y proyectadas o en construcción (véase Figura 2-3 y Tabla 2-5).

Figura 2-3: Distribución espacial de los sistemas de almacenamiento energético en Latinoamérica y el Caribe. Elaboración propia a partir de la base de datos del DOE 2020



Tabla 2-5: Centrales de almacenamiento energético en Latinoamérica y el Caribe (DOE 2020)

Proyecto / Nombre de planta	Tipo de almacenamiento	Estado	País	Potencia (MW)
Aeropuerto Internacional de Antigua Solar / Proyecto de almacenamiento de energía	Batería de flujo Vanadio Redox	Operativo	Antigua y Barbuda	3.00
Central de bombeo Los Reyunos	HPS ciclo abierto	Operativo	Argentina	224.00
Complejo Hidroeléctrico Río Grande -Cerro Pelado	HPS ciclo abierto	Operativo	Argentina	750.00
WEB Aruba / Potencia temporal (Fase 1)	Volante de Inercia	Anunciado	Aruba	5.00
Proyecto Pando ESS	Batería ion-Litio	Operativo	Bolivia	2.20
Almacenamiento de energía plomo carbón, paneles solares, Pemambuco, Brasil	Plomo-carbón	Operativo	Brasil	0.24
Almacenamiento de energía plomo carbón, Pemambuco, Brasil	Plomo-carbón	Operativo	Brasil	0.15
Hidroeléctrica de bombeo Pedreira	HPS ciclo abierto	Operativo	Brasil	78.50
Hidroeléctrica de bombeo Edgard de Souza	HPS ciclo abierto	Cerrado	Brasil	14.80
Traicao	HPS ciclo abierto	Cerrado	Brasil	7.30
Hidroeléctrica de bombeo Vigario	HPS ciclo abierto	Cerrado	Brasil	90.80
Cielos de Tarapacá	HPS con agua de mar	En proyecto	Chile	300.00
Planta hidroeléctrica Auxiliar Malten	HPS ciclo abierto	Operativo	Chile	30.80
Matriz de almacenamiento AES Angamos	Batería ion-Litio	Operativo	Chile	20.00
Sistema de almacenamiento de energía de batería Subestación Los Andes	Batería ion-Litio	Operativo	Chile	12.00
Instalación minera El Tesoro CSP	Calor térmico	Operativo	Chile	10.50
Hotel Tierra Atacama	Electroquímico	Operativo	Chile	0.18
Sistema de almacenamiento de estación térmica Cochrane	Batería ion-Litio	Anunciado	Chile	20.00
Atacama I	Sal fundida termal	En construcción	Chile	100.00
Atacama II	Batería Li-Ni-Mn-Co	Anunciado / Nunca construido	Chile Chile	12.00
Planta solar Cerro Dominador	Sal fundida termal	En construcción	Guyana	110.00
Proyecto Toucan	Batería Na-Ni-Cl	Operativo	Francesa	1.60
Hospital Albert Schweitzer	Batería Li-Ni-Mn-Co	Operativo	Haití	0.20
Centro cultural Champ de Mars Triumphe	Batería ion-Litio	Operativo	Haití	0.10
Red Inteligente Solar Tabarre	Batería Li-Ni-Mn-Co	Operativo	Haití	0.50
Volantes de inercia Aeropuerto Ciudad de México VYCON	Volante de Inercia	Contratado	México	0.39
Sistema de almacenamiento de granjas solares de energía Horizonte	Batería ion-Sodio	Operativo	Puerto Rico	0.25

Como se puede apreciar en la Figura 2-3 y Tabla 2-5, Chile es el país que presenta más desarrollos e iniciativas en torno a los sistemas de almacenamiento de energía. En lo que respecta a HPS en específico, Argentina concentra la mayor capacidad desplegada en la región latinoamericana, que junto a Brasil no alcanzan el 1% de la capacidad mundial.

2.1.3 Tecnologías de almacenamiento híbridas y por bombeo

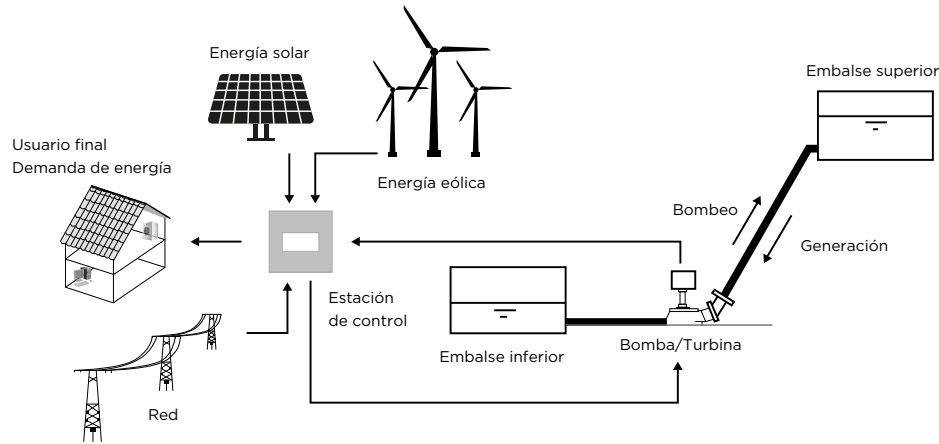
Los sistemas de energía eléctrica en que incurren las fuentes de energía renovable variable (ERV), como una nueva solución de transición energética, han requerido apoyarse en primera línea en las operaciones y la tecnología de HPS, que se adapta a sus requisitos cambiantes. Es así que, los sistemas HPS de velocidad variable y ternarios permiten un rango de operación más rápido y amplio, proporcionando flexibilidad adicional, permitiendo mayores penetraciones de ERV a menores costos del sistema a altos niveles de confiabilidad. A medida que las corrientes de ingresos tradicionales se vuelven más impredecibles y los mercados son volátiles, se considera que las HPS aseguran ingresos a largo plazo para atraer inversiones, en particular en los mercados energéticos liberalizados.

Se pueden combinar diferentes recursos energéticos para construir un sistema de energía híbrido integrado que complemente los inconvenientes existentes en cada solución energética individual. Por lo tanto, los objetivos de diseño de los sistemas de energía híbridos son la minimización del costo de producción de energía, la compra de energía de la red (si está conectada), la reducción de las emisiones, el costo total del ciclo de vida y el aumento de la fiabilidad y flexibilidad del sistema de generación de energía. El almacenamiento por bombeo puede considerarse la tecnología que, complementada con energía renovable intermitente, puede satisfacer las exigencias de flexibilidad en los sistemas de energía renovable en los sistemas de energía. El almacenamiento hidroeléctrico, eólico, solar e hidroeléctrico por bombeo (HPS), como soluciones de energía híbrida, constituyen una opción realista y factible para lograr altos niveles de energía renovable, considerando que sus componentes tienen el tamaño adecuado. En algunos lugares, los recursos solar y eólico tienen una anticorrelación, complementándose mutuamente y dando una producción combinada menos variable que de forma independiente. En ese sentido, la tecnología de las HPS, a nivel general, puede mejorar esta variabilidad, consiguiendo una mayor flexibilidad en el sistema.

Los planes de almacenamiento por bombeo constituyen actualmente la mejor forma desde el punto de vista comercial para el almacenamiento de energía en gran escala y mejoran el factor de capacidad diaria del sistema de generación. El almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo almacena energía en forma de energía potencial que se bombea desde un reservorio inferior a otro superior poniendo la fuente de agua a disposición de la turbina a satisfacer la demanda de energía. En este tipo de sistema, se utiliza energía eléctrica de bajo costo (electricidad en tiempo fuera de punta) para hacer funcionar las bombas que elevan el agua desde el reservorio inferior al superior. Durante los períodos de alta demanda de energía, el agua almacenada se libera a través de las turbinas hidráulicas para producir energía. Los grupos turbogeneradores reversibles actúan como bomba o turbina, cuando es necesario. En la Figura 2 4 se muestra un típico sistema conceptual de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo con opciones de energía eólica y solar para transferir el agua del reservorio inferior al superior.

Este sistema está equipado con un conjunto de sistemas fotovoltaicos (PV), una turbina eólica, un sistema de almacenamiento de energía (almacenamiento hidroeléctrico por bombeo), una estación de control y un usuario final (carga). Todo este sistema puede ser aislado de la red, es decir, un sistema autónomo o en una conexión a la red donde la estación de control puede ser la capacidad de inercia de la red. Este es actualmente el medio más eficaz en función de los costos para almacenar grandes cantidades de energía renovable, sobre la base de factores decisivos, como los costos de capital, la topografía adecuada y los desafíos del cambio climático.

Figura 2-4: Sistema híbrido hidro-eólico-solar con sistema de almacenamiento por bombeo
(Simao & Ramos, 2020)



Asimismo, los sistemas de HPS pueden integrarse con almacenamiento de baterías, proyectos de irrigación o sistemas en los que el océano, un lago o un río se utiliza como reservorio inferior.

2.2 Conceptos técnicos sobre las HPS y Costos Referenciales de Inversión – LCOE

2.2.1 Las HPS y su capacidad operativa

Simao y Ramos (2020) afirman que el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (HPS) representa más del 94% de la capacidad de almacenamiento de energía mundial instalada y conserva varias ventajas como el costo de vida, los niveles de sostenibilidad y la escala. De acuerdo con National Hydropower Association (2018), la energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo es un uso modificado de la tecnología hidroeléctrica convencional para almacenar y gestionar la energía o la electricidad. Los proyectos de energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo utilizan la electricidad para almacenar la energía potencial moviendo el agua entre un reservorio superior e inferior. En el modo de bombeo, la energía eléctrica se convierte en energía potencial y se almacena en forma de agua en una elevación superior, por lo que a veces se denomina “batería de agua”. El bombeo del agua cuesta arriba para su almacenamiento temporal “recarga la batería”. Durante los períodos de alta demanda de electricidad, el agua almacenada se libera de nuevo a través de las turbinas y se convierte de nuevo en electricidad en modo de generación como una central hidroeléctrica convencional. De hecho, en muchos proyectos de almacenamiento por bombeo existentes, las turbinas-bomba ya se están utilizando para satisfacer las crecientes demandas de fiabilidad y reservas del sistema de transmisión. Las actuales eficiencias energéticas de los ciclos o de ida y vuelta de almacenamiento por bombeo superan el 80% (es decir, el bombeo combinado cuesta arriba y la generación cuesta abajo), lo que se compara muy favorablemente con otras tecnologías de almacenamiento de energía, así como con las tecnologías térmicas tradicionales. Además, la HPS proporciona una mayor duración del almacenamiento de forma más económica que otras tecnologías de almacenamiento.⁴

4- Los costos de las baterías de iones de litio se expresan típicamente en \$/kWh o el costo de almacenamiento de una hora. Las instalaciones típicas de HPS suelen almacenar energía para soportar 6-10 (o más) horas de funcionamiento a plena carga.

Los recursos de almacenamiento de energía desplazan, almacenan y reutilizan eficazmente la energía generada hasta que existe la correspondiente demanda de reservas del sistema y de integración de energía variable. Este desplazamiento, cuando se realiza a escala de la red, también puede evitar los períodos de congestión de la transmisión (es decir, absorber o consumir el excedente de generación a niveles compatibles con la capacidad de transferencia de la transmisión), ayudar a gestionar más eficazmente la red eléctrica (por ejemplo, acceso rápido a rampas de energía importantes y sostenidas) y evitar posibles interrupciones del suministro de energía (por ejemplo, reservas de funcionamiento del suministro, inercia de giro, etc.). La tecnología avanzada de velocidad ajustable también permite que el almacenamiento por bombeo proporcione una gama aún mayor de rampas rápidas, tanto ascendentes como descendentes, y servicios de regulación de frecuencia tanto en el modo de generación como en el de bombeo.⁵

2.2.1.1 Desarrollo de las HPS en el mundo

La primera central HPS (1MW) inició sus operaciones en 1909 en Schaffhausen en Suiza, luego se dieron algunos desarrollos entre 1920 y 1950. Sin embargo, la instalación de HPS cobra fuerza después de la segunda guerra mundial. El gran crecimiento de la población y el desarrollo económico, especialmente en Estados Unidos y Europa, cambiaron el patrón de consumo eléctrico, aumentando la relación entre el consumo en horas punta y fuera de ellas.

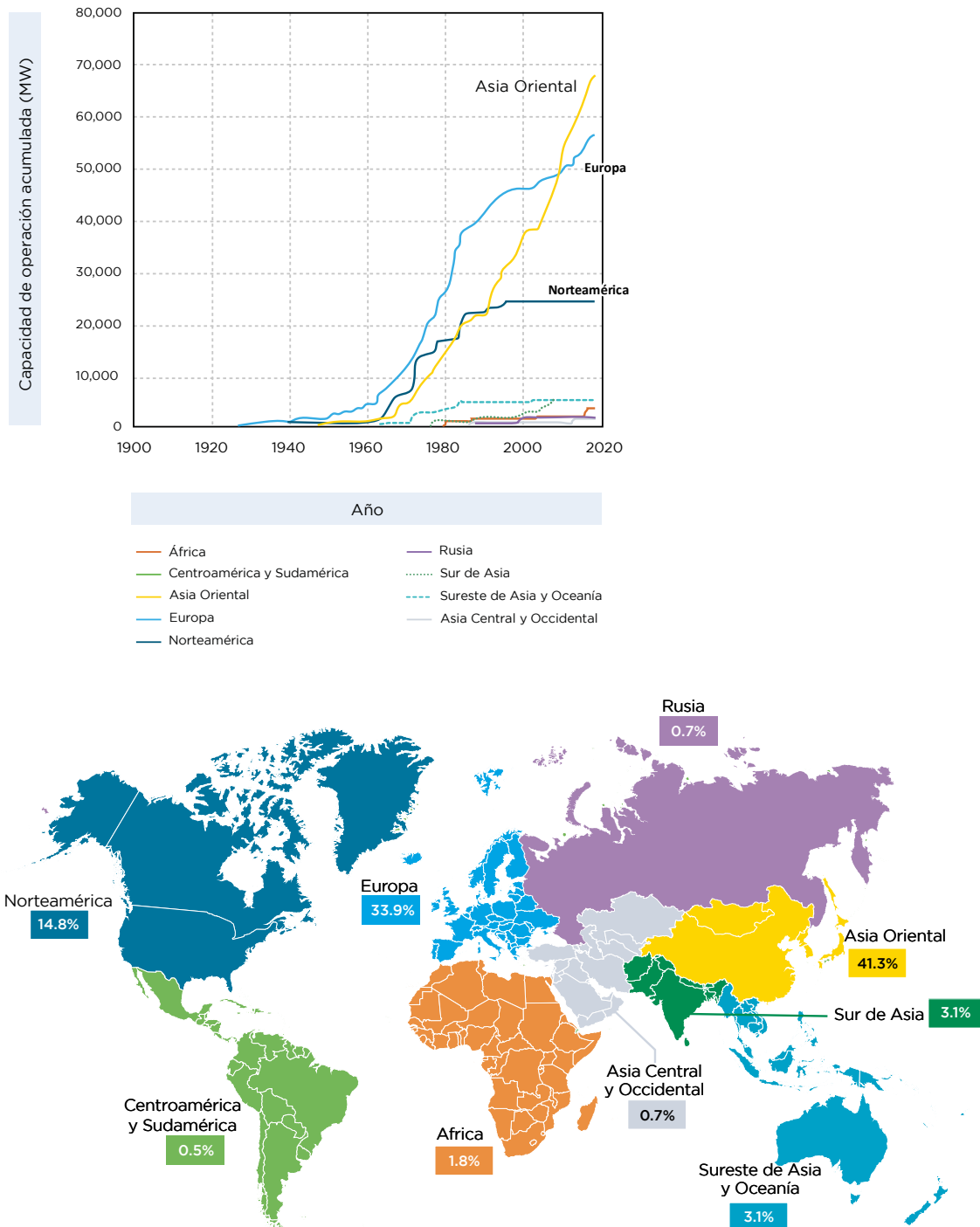
En los años 60s se empiezan a desarrollar las HPS con mayor intensidad. Es así como de aproximadamente 3 GW instalados en el mundo en 1960, se alcanzan a instalar 20 GW hasta principios de los años 70. Luego la curva de instalación se acelera y alcanza su mayor desarrollo con la instalación de 80 GW adicionales entre 1970 y 1990. Este gran impulso se produce debido a la preocupación de los gobiernos por la seguridad energética, tras la crisis del petróleo en los años 70 y que además motiva un masivo desarrollo de centrales nucleares, que requerían una tecnología complementaria para absorber los excedentes de generación y satisfacer los picos de demanda. Es así como Japón adquirió relevancia y liderazgo en el mercado mundial. Tras un modesto desarrollo en la década de 1990 (18 GW aprox.), debido principalmente a la desregulación de los mercados y a un menor crecimiento de la energía nuclear, países como Austria y Noruega desarrollaron varias centrales reversibles, la primera impulsada en el aprovechamiento de su gran recurso hidroeléctrico, la mejora de la operación de sus centrales existentes y el balance del servicio eléctrico en sus redes vecinas. Mientras que la segunda, basada en la necesidad de balance estacional, donde los ciclos de bombeo y consecuentemente el almacenamiento se realizan durante el verano (periodo de descongelamiento) y la generación se da en el invierno. Posteriormente, la instalación de HPS se aceleró nuevamente a principios de la década de 2000 como tecnología necesaria para el incremento del uso de energías renovables, donde China adquiere relevancia en el mercado global (IHA, 2018).

Como se muestra en la Figura 2 5, Asia oriental y Europa representan colectivamente las regiones con la mayor capacidad operativa en materia de HPS y que han experimentado el mayor crecimiento en los últimos decenios. El crecimiento de la HPS en Asia oriental y Europa ha aumentado constantemente en los últimos años. Es probable que múltiples factores hayan contribuido al crecimiento continuo de la HPS en esas regiones, entre ellos el crecimiento de las fuentes de energía renovables variables y las diferentes reglamentaciones energéticas y políticas de mercado que favorecen el desarrollo de la HPS. Los objetivos ambientales, los incentivos fiscales, las iniciativas de eficiencia energética y otras políticas y configuraciones han contribuido al éxito del desarrollo de la salud pública en el extranjero (IHA, 2018).

5- La tecnología tradicional de HPS permite un arranque muy rápido ya sea como generador o como bomba, y un rango significativo para la programación de la energía una vez que el generador está encendido y en línea.

Por otra parte, Latinoamérica tiene una presencia casi nula con respecto al resto de continentes, ya que cuenta con 0.5% de HPS del total mundial. Esta realidad demuestra que el trabajo de implementación de fuentes de energía renovales y almacenamiento tiene un largo camino que recorrer, así como un mercado que debe prepararse para recibirlo en los próximos años.

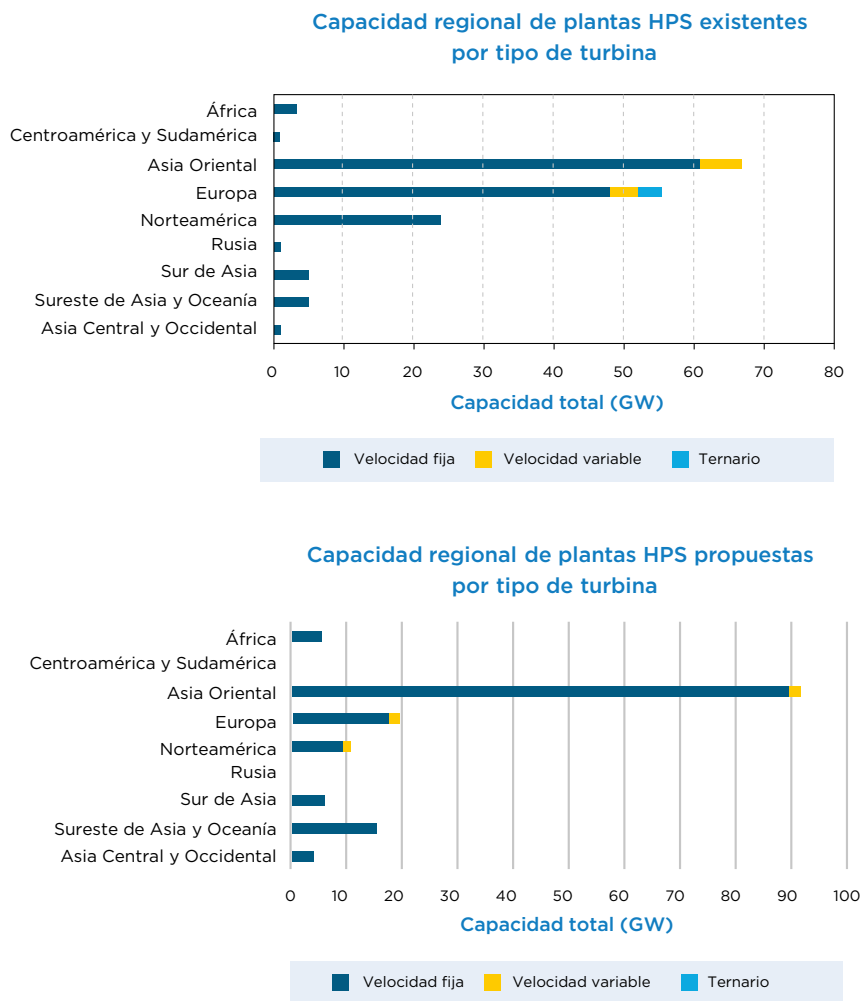
Figura 2-5: (arriba) Capacidad operativa de HPS a lo largo del tiempo por región mundial, (abajo) con un mapa de las regiones mundiales asociadas



Fuente: Rogner & Law (2019)

Una evaluación más detallada de los datos de Rogner y Law (2019) revela que la mayoría (94%) de las plantas internacionales operativas de HPS utilizan máquinas de FS (velocidad fija) (Figura 2-6). Sólo 12 plantas en funcionamiento con un total de 9.900 MW (todas en Japón o Europa) utilizan máquinas de VS (velocidad variable), y sólo 5 plantas en funcionamiento con un total de 3.500 MW (todas en Europa) utilizan máquinas ternarias. De los proyectos de HPS propuestos, 7 plantas con un total de 5.100 MW usarían máquinas VS, y ninguna usaría máquinas ternarias. Cabe mencionar que beneficios obtenidos por el uso de VS no siempre superan los altos costos de capital inicial (ICC).

Figura 2-6: Capacidad de HPS por tipo de turbina y región del mundo para los proyectos (arriba) existentes y (abajo) propuestos



Fuente: Rogner & Law (2019)

De acuerdo con Rogner y Law (2019), a nivel mundial 61.700 MW de desarrollo de HPS están en construcción, 54.600 MW están planeados, y 38.000 MW han sido anunciados. Asimismo, se señalan algunos datos adicionales (actuales y de pronóstico): Asimismo, dada la creciente incursión de fuentes de energía renovable variable (ERV) y los compromisos climáticos de descarbonización de los diferentes países, la Asociación Internacional de Hidroeléctricas (IHA) estima que la capacidad instalada de HPS se duplicará para el 2050, cuya evolución futura se muestra en la Figura 2-7

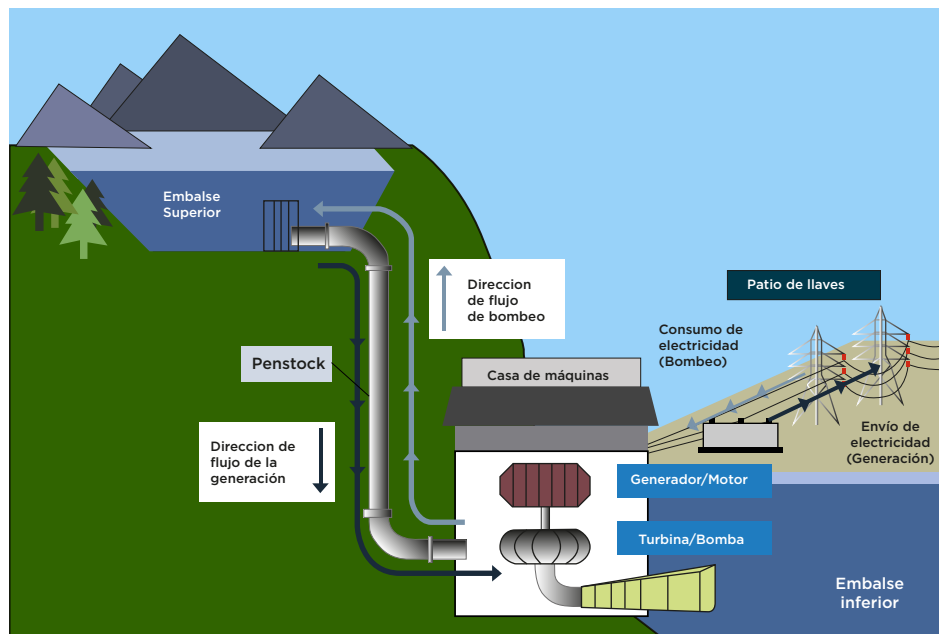
Figura 2-7: Crecimiento de la capacidad instalada del HPS para 2050



2.2.2 Clasificación de los sistemas HPS

De acuerdo con Táci (2016), los sistemas convencionales de HPS utilizan dos reservorios de agua a diferentes alturas para bombear el agua durante las horas de menor consumo desde el depósito inferior al superior (carga). Cuando es necesario, el agua vuelve del reservorio superior al inferior, alimentando una turbina con un generador para producir electricidad (descarga). En la Figura 2-8, se muestra un esquema típico de las componentes de una central HPS, donde se muestra claramente las instalaciones consideradas entre los embalses superior e inferior, así como la dirección del flujo durante la generación y el bombeo.

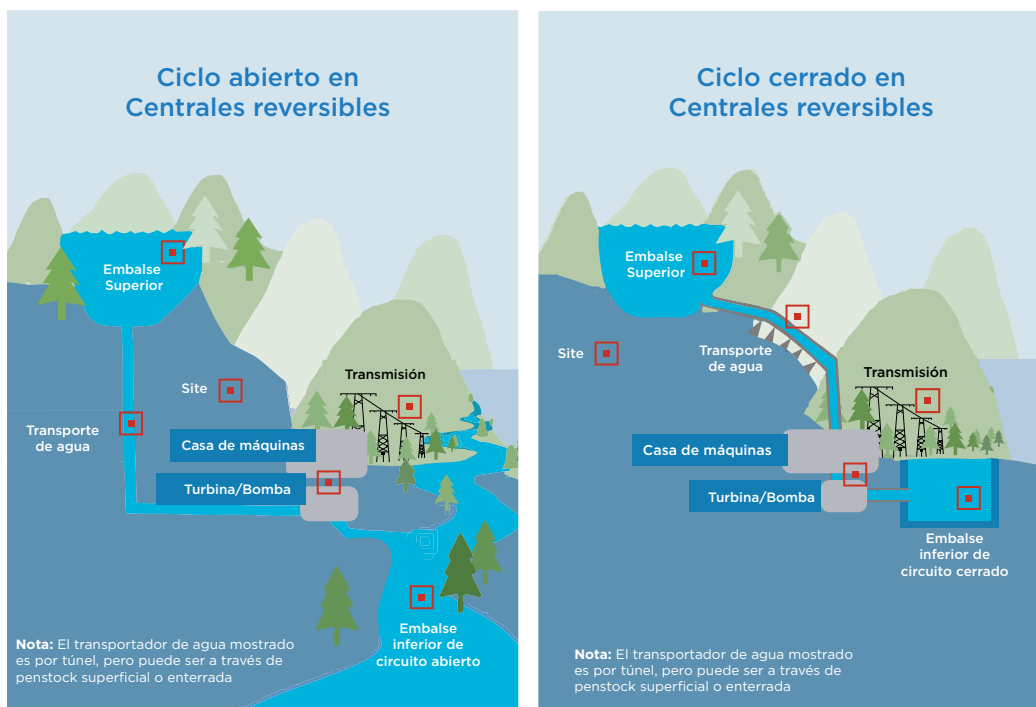
Figura 2-8: Esquema tradicional de las instalaciones de HPS. No a escala



Fuente: Witt et. al. (2015)

Hay dos tipos principales de instalaciones de HPS: el HPS fuera de la corriente (ciclo cerrado) utiliza el agua que fue bombeada al reservorio superior mientras que el HPS híbrido (combinado) utiliza tanto el agua bombeada como el agua de flujo natural para generar electricidad (ciclo abierto).

Figura 2-9: Diagramas de las principales características de las instalaciones de HPS para las configuraciones de ciclo abierto (izquierda) y ciclo cerrado (derecha)
(HydroWIRES, 2020)



Nota: En las configuraciones de ciclo cerrado, los períodos de llenado inicial y de reposición periódica requerirán agua suministrada por pozos de aguas subterráneas o por masas de agua naturales a través de una tubería u otro sistema de transporte de agua.

Luego, existen algunos diseños alternativos y novedosos que se detallan a continuación:

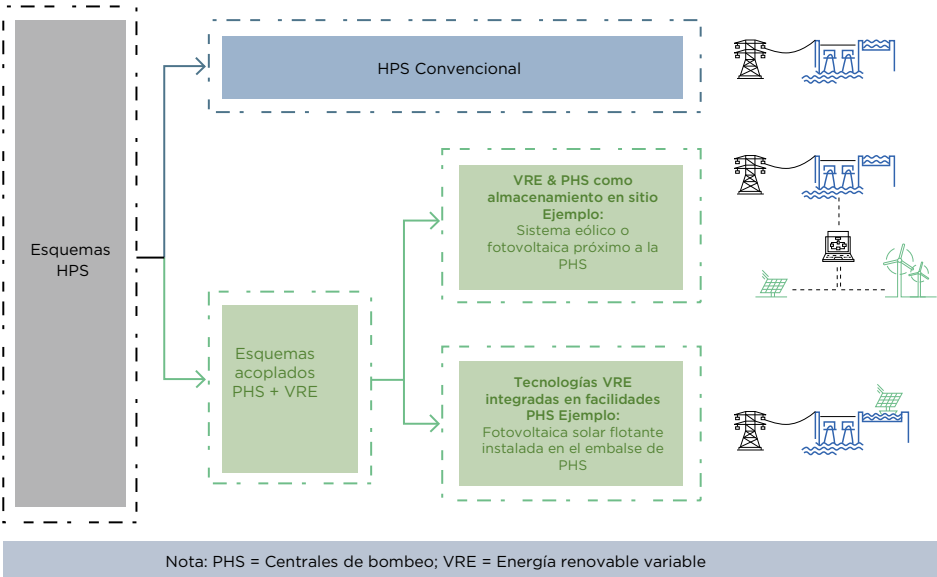
- HPS de velocidad variable: la mayoría de los sistemas existentes están equipados con turbinas de bombeo de velocidad fija y éstas pueden proporcionar almacenamiento a gran escala, pero sólo pueden proporcionar regulación de frecuencia durante el modo de descarga. La nueva tecnología de velocidad variable permite a las instalaciones regular la frecuencia durante el proceso de bombeo. Japón ha sido pionero en el uso comercial de esta tecnología.
- HPS con agua salada: Japón también fue pionero en este sistema en Okinawa. Esta planta utiliza el mar abierto como el reservorio inferior. Se han propuesto nuevos proyectos en relación con esta tecnología, incluyendo el proyecto de la empresa consultora holandesa (DNV KEMA) que planea utilizar el mar como reservorio superior y construir uno inferior mediante el dragado y la construcción de un anillo de diques a 50 metros por debajo del nivel del mar.

- HPS subterráneo: los investigadores han propuesto la posibilidad de utilizar las cavernas subterráneas como reservorios inferiores, pero hasta ahora no se ha construido ninguna.
- HPS de aire comprimido: un diseño innovador planea reemplazar el reservorio superior por un contenedor de agua a presión. En lugar de almacenar la energía potencial en el agua elevada, el sistema propuesto almacena la energía en el aire comprimido.
- HPS submarino: otro concepto innovador es utilizar la presión del agua en el fondo del mar para almacenar la electricidad de las turbinas eólicas marinas. El sistema coloca recipientes de presión sumergidos en el fondo del mar.

Asimismo, como se ha mencionado en la sección 2.1.3, existen sistemas híbridos o acoplados (HPS + ERV), en la que una planta de generación de ERV (energía renovable variable) acoplada a una planta HPS puede bombear agua al reservorio o reservorios superiores de la planta HPS para minimizar pérdidas. La HPS actuaría entonces efectivamente como una batería detrás del medidor.

- ERV con HPS como almacenamiento en el sitio: En este tipo de sistema, una planta de energía eólica o solar se instalaría en las proximidades de una planta HPS. El HPS servirá como almacenamiento in situ para la planta de ERV, reforzando su suministro intermitente.
- Tecnologías de ERV integradas en las instalaciones de HPS: Los sistemas fotovoltaicos flotantes (FV) pueden instalarse en los reservorios superiores e inferiores de una instalación HPS, creando un modelo híbrido que puede aprovechar las conexiones a la red de alto voltaje existentes. Los sistemas con FV flotante, en los que los paneles FV se instalan en el agua en lugar de en la tierra, pueden proporcionar otras ventajas potenciales, como, por ejemplo:
 - aumentar la eficiencia y la productividad del uso de la tierra y el agua
 - reduciendo las pérdidas por evaporación, especialmente en el caso de la energía solar flotante, mediante el sombreado del agua
 - aumentar la eficiencia de las células solares mediante la refrigeración por agua (Grupo del Banco Mundial, ESMAP y SERIS, 2019)
 - aprovechando la infraestructura de transmisión existente y combinándola fácilmente con las capacidades de almacenamiento para proporcionar una generación de energía despachable, ininterrumpida y flexible.

Figura 2-10: Esquemas de configuración para el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y las energías renovables (IRENA, 2020)



Por otro lado, la HPS convencional, puede garantizar un rápido arranque y una salida de energía ajustable, dependiendo de la demanda. También absorbe el excedente de generación de ERV en el sistema, mientras minimiza las pérdidas. Las centrales hidroeléctricas convencionales existentes pueden ser reequipadas con sistemas de bombeo para integrar las capacidades de la HPS. Actualmente, las HPS puede considerarse una solución de almacenamiento de energía muy versátil debido a su funcionalidad en una amplia gama de escalas de tiempo.

2.2.3 Tecnología y costo de las HPS

Las innovaciones técnicas han sido clave para la flexibilidad y los cortos tiempos de cambio que hacen que el almacenamiento por bombeo sea un componente valioso para la estabilidad de la red económicamente viable. En la Tabla 2-6, se muestra la tecnología apropiada para los requisitos del mercado.

Tabla 2-6: Tecnología apropiada según la necesidad

Producción y consumo	Tecnología apropiada
Flexibilidad baja	Bomba-turbina a velocidad sincrónica
Regulación de red con flexibilidad normal	Bomba-turbina a velocidad variable
Regulación de red con flexibilidad alta	Bomba-turbina a velocidad sincrónica con convertidor de tamaño completo
Regulación de red con flexibilidad muy alta	Set de turbina de bomba ternaria

Unidades de velocidad variable

Añadiendo un motor-generador asíncrono (de inducción) o un convertidor de frecuencia con un motor-generador síncrono, se puede variar la velocidad de rotación de una turbina bomba. La capacidad en el modo de bombeo puede entonces ajustarse, permitiendo el control de la frecuencia y los servicios de estabilización de la red. Esto permite operaciones fuera del rango de capacidad habitual del 70-100%.

Entre las ventajas que presentan este tipo de unidades se encuentran:

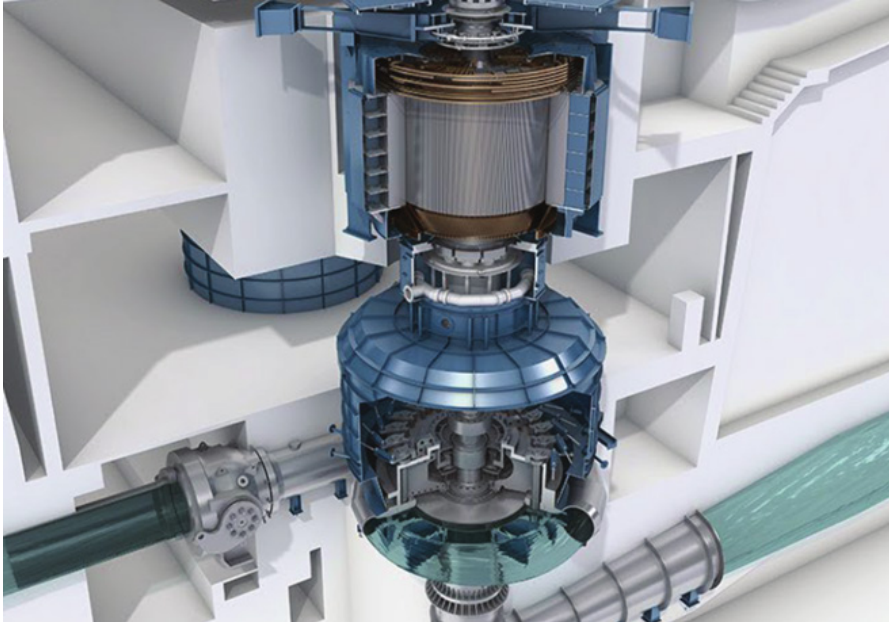
- Presenta una regulación de rendimiento en modo bomba
- Eficiencia de turbina mejorada en operaciones de carga parcial
- Rangos amplios de operación tanto en modo bomba como turbina
- Presenta servicios auxiliares que mejoran la activación y reactivan la regulación de potencia

Para diferenciar a las unidades sincrónicas de las asíncronas, se hace una comparación en la Tabla 2-7. Un ejemplo de unidad asíncrona se muestra en la Figura 2-11.

Tabla 2-7: Comparación de unidades de velocidad variable

Unidad sincrónica de tamaño completo	Unidad asíncrona de doble alimentación
Nueva tecnología	Tecnología conocida
Dos suministros para los convertidores	Pocos suministros
Máquina de dimensiones más pequeñas / convertidor de dimensionas más grandes	Máquina de dimensiones más grandes / convertidor de dimensionas más pequeñas
Menor costo de operación	Alto costo de mantención
Requiere mayor refrigeración	Requiere menor refrigeración
Pérdidas aproximadas de 1%	Pérdidas de 3%
No requiere interruptores de inversión de fase	
Inicio de modo bombeo en agua	

Figura 2-11: Motor-generator asíncrono de velocidad variable (GE)



Unidades de Turbina de Bomba Ternaria

Las unidades de turbina de bomba ternaria comprenden tres partes principales: un motor-generator, una turbina (a menudo una turbina Pelton) y una bomba de una sola etapa o de múltiples etapas. Las dos últimas están conectadas al motor-generator en el mismo eje. Con dos máquinas hidráulicas separadas, la dirección del moto-generator es la misma tanto para el modo de generación como para el de bombeo. Para cambiar entre ambos, se utiliza un embrague, una turbina de arranque o un convertidor de par. El convertidor de par es particularmente eficaz para separar o conectar la bomba y la turbina en cuestión de segundos, lo que resulta en tiempos de cambio muy cortos.

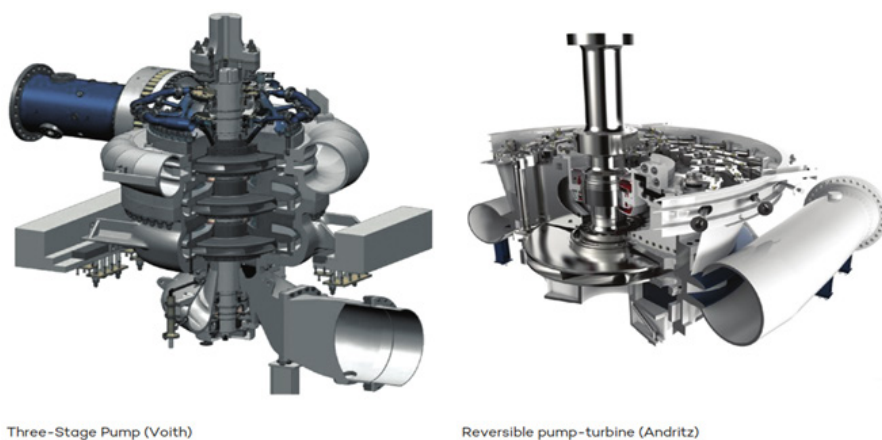
La desventaja de las unidades de turbina de bomba ternaria es el mayor costo de inversión, causado por la separación de la turbina y la bomba, y por el mayor costo de las obras civiles (mayor casa de máquinas) y el equipo hidromecánico adicional.

Turbinas-bomba reversibles

Las turbinas Francis y las bombas radiales son muy similares en su diseño hidráulico y al cambiar la dirección de rotación, una bomba funcionará como una turbina. La operación de bombeo es la más crítica, y por lo tanto una turbina-bomba suele ser diseñada como una bomba. Pero incluso en el modo de turbina, la eficiencia de las turbinas bomba es sólo alrededor de un 2% menos que las modernas turbinas Francis.

Las turbinas de bombeo reversible suelen funcionar a una velocidad fija, y en el modo de bombeo sólo se pueden conectar y desconectar. El bombeo a carga parcial no es posible. Sin embargo, las turbinas de bomba reversible son más rentables que las unidades ternarias y permiten un diseño compacto de la central eléctrica. Se han instalado para alturas de 50 m hasta 800 m. Este tipo de turbinas-bomba, así como el tipo ternario se muestran en la Figura 2-12.

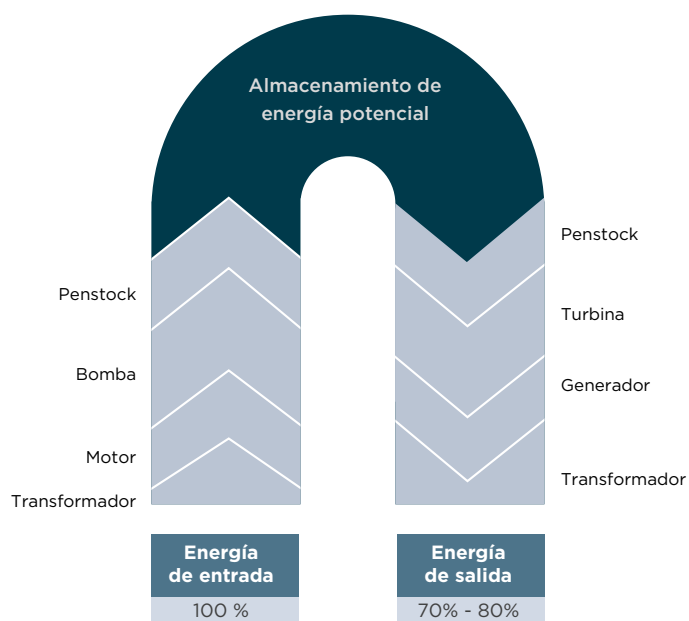
Figura 2-12: Tecnologías de turbina HPS, Turbina de bomba ternaria (izquierda) y Turbina de bomba reversible (derecha)



Eficiencia del ciclo

A diferencia de las centrales hidroeléctricas convencionales, las plantas de almacenamiento por bombeo son consumidoras netas de energía debido a las pérdidas eléctricas e hidráulicas que se producen al bombear el agua al reservorio superior. El ciclo, o ida y vuelta, tiene una eficiencia de una planta de almacenamiento por bombeo típicamente entre el 70% y el 80%.

Figura 2-13: Eficiencia del ciclo de una HPS



En la siguiente tabla, se muestra a manera de ejemplo un resumen de los principales datos técnicos de algunas HPS operativas:

Tabla 2-8: Principales datos técnicos de centrales HPS en diferentes países

Nombre	País	Año de comisionamiento	Caída (m)	Capacidad de generación (MW)	Capacidad de bombeo (MW)	Vol. Reservorio superior (MMC)	Vol. Reservorio inferior (MMC)
Limberg 2	Austria	2010	436	480	480	81.2	84
El Hierro	España	2014	682	11.3	6	0.6	0.2
Siah Bishe Pumped	Irán	2013	520	1040	940	4.3	6.9
Aurland III	Noruega	1979	400	270	258	448	10
Nygard	Noruega	2005	450	57.5	41	103	43
Godisthal	Alemania	2004	302	1060	1060	12	18.9

Capacidad de Almacenamiento

En general las centrales de bombeo se han utilizado en países con sistemas inflexibles de generación de electricidad de base térmica, como Estados Unidos, Japón y Alemania, para almacenar energía durante la noche, cuando la demanda de electricidad es reducida, y generar electricidad durante las horas punta. En los países con un sistema de generación de electricidad de base hidrotérmica, como Austria, Suiza y Noruega, el almacenamiento por bombeo ha funcionado en un ciclo estacional, almacenando agua y energía durante el verano y generando electricidad durante el invierno (J.D. Hunt et al., 2018). Los tipos de almacenamiento según tamaño del reservorio, modo de operación y necesidades se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2-9: Tipos de Almacenamiento por bombeo de acuerdo a su necesidad

Tipo de almacenamiento	Tamaño del reservorio Vol.(km3)	Modo de operación	Ocasiones de funcionamiento
Plurianual	100-5	Bombeo Generación	Excedente anual de generación hidroeléctrica. Precios anuales del combustible más baratos que la media. Demanda anual de electricidad inferior a la media. Déficit anual de generación hidroeléctrica. Precios anuales del combustible más baratos que la media. Demanda anual de electricidad superior a la media.
Estacional	30-1	Bombeo Generación	Estaciones lluviosas o de deshielo, alta generación hidroeléctrica. Verano, con una alta generación de energía solar. Temporada de viento, con alta generación de energía eólica. Temporada de baja demanda de electricidad. Periodo seco o inviernos helados, poca generación de electricidad. Invierno, con poca generación de energía solar. Temporada de poco viento, con poca generación de energía eólica. Temporada de alta demanda de electricidad.

Tipo de almacenamiento	Tamaño del reservorio Vol.(km ³)	Modo de operación	Ocasiones de funcionamiento
Semanal	1-0.1	Bombeo Generación	Durante los fines de semana, la demanda de electricidad disminuye. Días de viento, con generación de energía eólica. Días soleados, con generación de energía solar. Durante los días de la semana, la demanda de energía aumenta. Los días no ventosos, generación de energía eólica de baja intensidad. Los días nublados, con poca generación de energía solar.
Diario	0.1-0.001	Bombeo Generación	De noche, cuando se reduce la demanda de electricidad. De día, cuando hay generación de energía solar. De día, cuando la demanda de electricidad aumenta. De noche, cuando no hay generación de energía solar.

Fuente : J.D. Hunt et al., 2018

Costo

La Figura 2-8 muestra un desglose típico de diferentes componentes de una planta reversible dentro de las categorías obra civil, equipamiento e ingeniería. Obviamente los porcentajes típicos varían de acuerdo con las características particulares de cada proyecto, país, estado actual del mercado de construcción y otros factores, pero la composición del CAPEX de un proyecto en desarrollo siempre se mantendrá en una cierta relación similar.

Las obras civiles generalmente comprenden aproximadamente el 67% del total de los costos de capital e incluyen:

- **Reservorios superiores e inferiores:** los cuerpos de agua superiores e inferiores utilizados en un proyecto de HPS para proporcionar un diferencial de caída hidráulica. Conectados mediante conductos de agua que proporcionan agua a una turbina y, a su vez, permiten la generación de electricidad
- **Vías de agua:** estructuras diseñadas para permitir el transporte de agua corriente desde el embalse superior al inferior. Típicamente se realizan utilizando túneles (subterráneos) o tuberías forzadas (enterrados o en superficie)
- **Preparación del sitio:** planificación/ingeniería detallada y actividades de construcción subsiguientes para apoyar las pruebas del subsuelo y las evaluaciones sísmicas, el acceso al sitio, la preparación de los cimientos y las actividades de obras civiles más amplias
- **Interconexión de transmisión** - equipo e infraestructura eléctrica utilizada para entregar la producción eléctrica de una instalación hidroeléctrica a la red eléctrica
- **Casa de máquinas:** estructura utilizada para albergar las unidades generadoras y el equipo auxiliar necesario para apoyar las operaciones de energía hidroeléctrica

El equipamiento generalmente comprende aproximadamente el 26% del total de los costos de capital e incluye:

- **Unidades generadoras** - equipo mecánico (turbina) y eléctrico (generador) utilizado para convertir la energía hidráulica del agua fluyente y presurizada en energía mecánica

(mediante el giro físico de una turbina) y posteriormente en energía eléctrica (mediante un generador)

- **Auxiliares eléctricas** - componentes eléctrica necesarias para el funcionamiento de la planta
- **Auxiliares mecánicas** - componentes mecánicas necesarias para el funcionamiento de la planta
- **Subestación** - proporciona apoyo y protección al convertir la electricidad de bajo voltaje del generador al sistema de alto voltaje requerido por la línea de transmisión. Permite la conexión y desconexión de la instalación hidroeléctrica de la red eléctrica

La ingeniería generalmente comprende aproximadamente el 7% de los costos totales de capital e incluye el diseño y la ingeniería.

Tabla 2-10: Desglose del tiempo, costo y riesgo del proyecto típico de HPS⁶ (HydroWIRES (2020))

Categoría	Componentes	Costo	Costo de componente en % del costo total del proyecto	Duración	Riesgo	Potencial de reducción de costo por componente	Potencial de reducción de tiempo por componente	Limitaciones	Componente de mayor incidencia en el costo	Estructura de costo
Obras civiles	Embalse superior	Alto	16.00	Largo	Alto	Alto	Alto	Ubicación, volumen, terreno y geotecnia	Tipo de material y volumen	Mano de obra y equipo
	Embalse inferior	Alto	16.00	Largo	Alto	Alto	Alto	Ubicación, volumen, terreno y geotecnia	Tipo de material y volumen	Mano de obra y equipo
	Transporte de agua	Alto	12.00	Largo	Alto	Alto	Alto	Distancia a embalse, terreno, geotecnia y emplazamiento	Emplazamiento	Materiales, mano de obra y equipo
	Interconexión de transmisión	Medio	9.00	Largo	Medio	Medio	Medio	Enrutamiento y voltaje	Longitud y voltaje	Materiales y equipo
	Preparación del sitio	Bajo	6.00	Medio	Medio	Medio	Bajo	Plano de geotecnia y emplazamiento	Acceso y área	Mano de obra y equipo
	Casa de máquinas	Medio	8.00	Medio	Medio	Medio	Medio	Terreno, geotecnia y emplazamiento	Emplazamiento	Materiales, mano de obra y equipo
Equipo	Unidad generadora	Medio	11.00	Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Adquisición	Tipo de unidad y capacidad	Adquisición
	Patio de llaves y subestación	Bajo	6.00	Medio	Bajo	Bajo	Medio	Plano de geotecnia y emplazamiento	Cantidad y voltaje	Materiales, mano de obra y equipo
	Planta auxiliar mecánica	Bajo	5.00	Corto	Bajo	Bajo	Bajo	Plano de emplazamiento	Cantidad y voltaje	Adquisición
	Planta auxiliar eléctrica	Bajo	4.00	Corto	Bajo	Bajo	Bajo	Plano de emplazamiento	Cantidad y voltaje	Adquisición
Ingeniería	Diseño / Ingeniería	Bajo	7.00	Medio	Bajo	Bajo	Bajo	Plano de geotecnia y emplazamiento	Emplazamiento y tamaño de proyecto	Mano de obra

6. Notas:

- Los costos pueden variar según la ubicación y las características específicas del lugar.
- El tiempo, el costo y el riesgo son mayores para los proyectos subterráneos que para los de superficie (por ejemplo, la ubicación), sujetos a las economías de escala.
- Los principales proveedores de equipo presentan muy pocos riesgos de fabricación e instalación.
- La altura de la presa del embalse y las condiciones del sitio/terreno determinan el costo de los subcomponentes civiles.

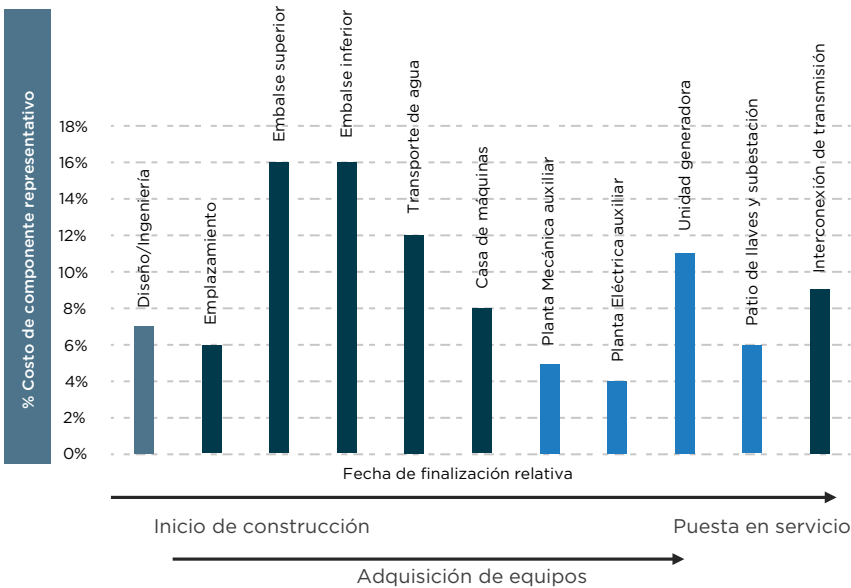
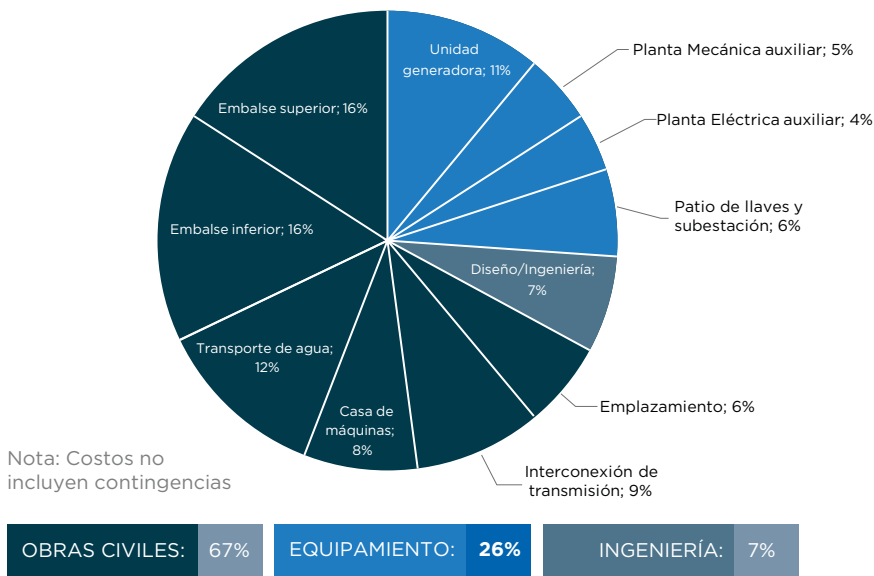
Estas tres categorías tienen plazos, costos y riesgos particulares relacionados con el material y la mano de obra necesarios para el desarrollo, y a menudo están íntegramente conectadas y son interdependientes. Por ejemplo, los costos de equipo entrañan no sólo los costos de material de cada componente, sino también la correspondiente mano de obra de adquisición y planificación necesaria para la fabricación, el transporte desde la fábrica hasta el sitio y la instalación; este proceso, desde el diseño de ingeniería hasta la puesta en marcha, tiene repercusiones en los plazos, costos y riesgos del proyecto en diferentes grados. Aunque las reducciones de tiempo, costos y riesgos son importantes en todas las categorías de obras civiles, equipo e ingeniería, las reducciones en algunas áreas podrían tener un mayor efecto general en el desarrollo del proyecto que en otras.

Del estudio de Hydrowires (USA, 2020), que da a los esfuerzos de investigación y desarrollo de tecnología e identificar oportunidades para reducir el tiempo de desarrollo, el costo y el riesgo de los proyectos posteriores a la concesión de licencias, en base análisis técnico que emplea los datos disponibles de solicitudes de licencias para proyectos HPS, análisis de alto nivel basado en información histórica de diferentes proyectos HPS, datos de costos de proyectos en curso y otra información global de proyectos de HPS basada en un proyecto típico de HPS de ciclo cerrado (Figura 2-14 a Figura 2-17). En todas las categorías de desarrollo de proyectos, los reservorios superiores e inferiores (obras civiles), junto con los componentes de las unidades de generación (equipamiento) y transporte de agua (obras civiles), comprenden las mayores proporciones de los costos de capital globales del proyecto (véase la Figura 2-14 para un desglose representativo de los costos del proyecto). Análogamente, los componentes de los reservorios superiores e inferiores, las conducciones de agua y la interconexión de las transmisiones (obras civiles) requieren la mayor duración, y los componentes de los reservorios superiores e inferiores y de las conducciones de agua tienen el mayor potencial de riesgo de afectar negativamente a la terminación del proyecto mediante aumentos inesperados de los costos o retrasos en el calendario.

Por otro lado, de acuerdo con un análisis para 19 países donde se han instalado centrales HPS entre el 2003 y 2019 (IRENA, 2020), los costos de inversión varían entre 617 USD/kW y 2,465 USD/kW. Asimismo, según diferentes fuentes bibliográficas y base de datos del DOE (2020) analizados, los costos específicos varían entre los 500 USD/kW y 1,333 USD/kW para centrales reversibles cuya capacidad instalada se encuentra entre 58 MW y 2400 MW (véase Figura 2-18).

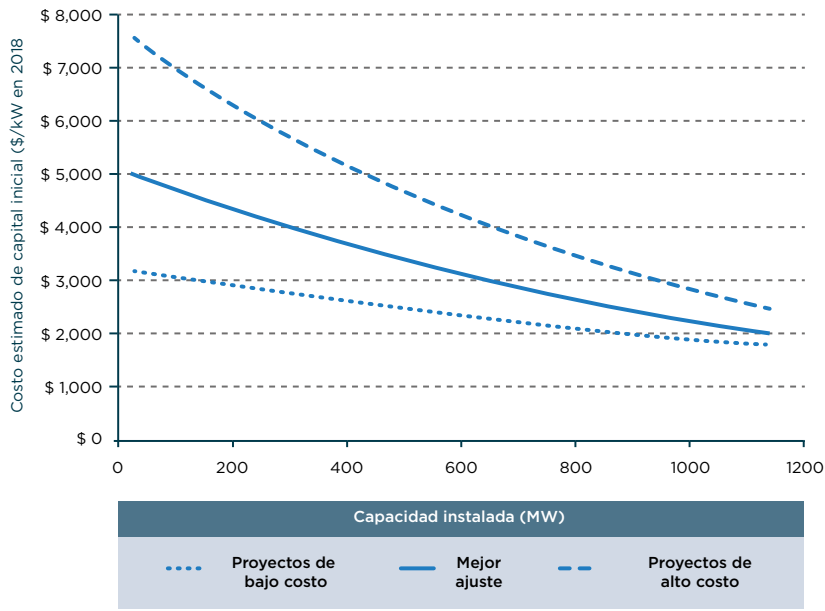
En general, la variación del costo específico es atribuible principalmente al tamaño de la central, donde una HPS de 1000 MW puede costar aproximadamente la mitad por MW instalado que una de 200 MW debido a los ahorros por escala. Por ejemplo, comparando la central HPS Bath County (de capacidad inicial de 2,100 MW) en Estados Unidos que alcanzó un costo específico de 762 USD/kW, mientras que en el mismo país se proyecta para la central de bombeo Goldendale (1200 MW) un costo de 1750 USD/kW.

Figura 2-14: Desglose representativo del costo total de capital para un ejemplo de proyecto de HPS (ciclo cerrado)



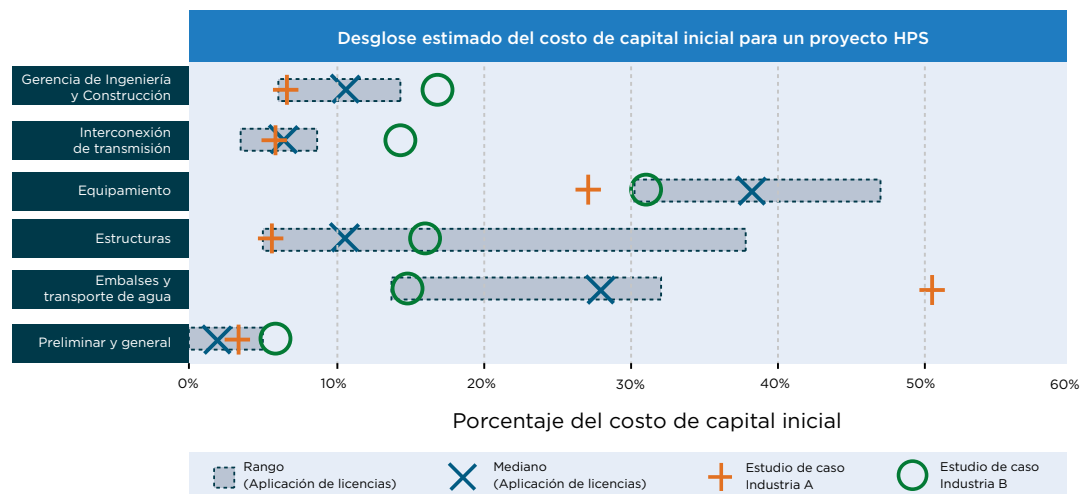
Fuente: Hydrowires, 2020

Figura 2-15: Estimaciones preliminares del Capex para una HPS en el 2018 en EE.UU.
Basados en datos de 2009 (MWH,2009) y solicitudes de Licencia, escalados al 2018 según la metodología del US Bureau of Reclamation Construction Cost de los Estados Unidos



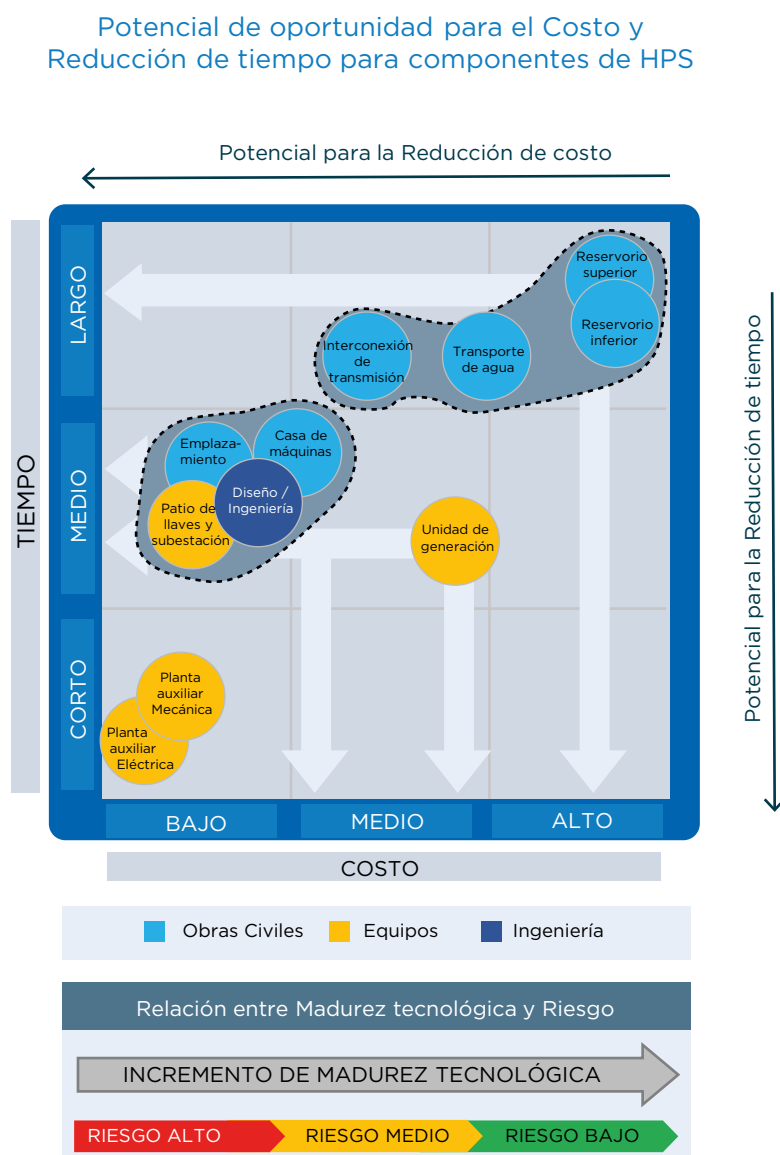
Fuente: Hydrowires, 2020

Figura 2-16: Estimaciones preliminares del Capex para un proyecto HPS basadas en información de solicitudes de licencias (USA, 2018)

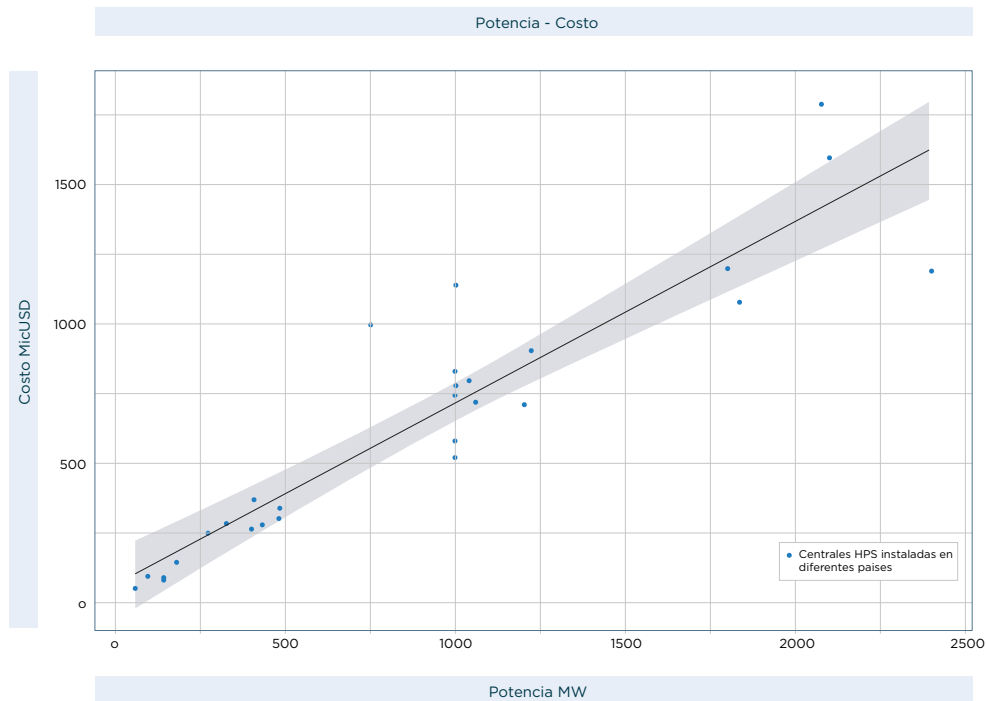


Fuente: Hydrowires, 2020

Figura 2-17: Potencial de oportunidad para la reducción de costos y tiempo para los componentes de un proyecto HPS



Fuente: Hydrowires 2020

Figura 2-18: Variación de costos según potencia instalada para centrales HPS en diferentes países

De la Figura 2-18, es interesante notar que varias centrales HPS de 1000 MW se encuentran en un rango diferenciado de costos (520 – 1140 Mio. USD), claramente estas diferencias obedecen a condiciones determinantes como son las de sitio, donde óptimamente para los proyectos de más bajo costo se tiene una gran caída (mayores a 300 m) y longitudes cortas de conducción (menores a 5km) entre el reservorio superior e inferior, así como accesibilidad al sitio y disponibilidad de lagos o embalses naturales que pueden servir como reservorios, lo que en conjunto se traduce en menores costos de construcción. Estas condiciones caracterizan a varias centrales HPS construidas en China, donde debido a su extensión territorial presumiblemente resulta más fácil encontrar estas condiciones ideales, mientras que en Europa los sitios ideales son más complejos de encontrar. Sin embargo, en países como Noruega, se tienen costos específicos bajos por kW instalado y muchos más bajos por kWh almacenado en comparación de otros países (0.4 -143 USD/kWh)⁷, lo cual se puede explicar en su topografía con zonas de planicies en las partes más altas de sus cuencas, que permite la construcción eficiente de reservorios con gran volumen de almacenamiento a grandes elevaciones y/o el aprovechamiento de lagos existentes, se espera que los costos se reduzcan aún más aprovechando la infraestructura de centrales hidroeléctricas existentes, particularmente embalses y sistemas de conducción en futuros proyectos de renovación (Pitorac, Et al., 2020). La experiencia noruega puede resultar interesante, considerando las similitudes geográficas con algunos países de región andina.

7. Rango de precios en USD/kWh para 10 centrales HPS con capacidades entre 11 MW – 640 MW (Pitorac, 2020)

Una estrategia interesante para la promoción de centrales HPS en el mercado eléctrico puede ser la integración de la posibilidad de bombeo a una central hidroeléctrica existente. Esto puede significar en un caso más simple utilizar un embalse existente como reservorio inferior de una HPS y agregar un reservorio superior artificial o natural si las condiciones topográficas así lo permiten. En este caso, los ahorros en comparación con una instalación independiente nueva varían de acuerdo a las condiciones propias del sitio y la infraestructura existente, pudiendo estar alrededor del 20 al 25% por el reservorio inferior existente, que en combinación con la escala del proyecto podría conseguirse costos por kW más atractivos. Por ejemplo, si en lugar de integrar un proyecto HPS de 300 MW por uno de 600 MW aprovechando el reservorio de la central existente podría conseguirse costos específicos en el orden de 600 USD/kW en lugar de 800 USD/kW.

Ahorros de mayor significancia, podrían ser alcanzados mediante la conversión de una central hidroeléctrica existente a una central reversible. Para esto, sin embargo, la central existente debe cumplir con algunos requisitos básicos como:

- Contar con un embalse o reservorio superior
- El salto bruto del proyecto debe estar en un rango de 300-1000 m, preferiblemente 400-700m. en una distancia lo más corta posible (1.5-5.0 km)
- La conducción debe ser a presión entre el embalse y la casa de máquinas
- El sitio del central debe ya tener un reservorio inferior existente o el espacio necesario para construir uno en la cercanía de la casa de máquinas existente

En caso de que la central hidroeléctrica cumpla con estos requisitos (también aplicable a centrales en cascada), se podrá construir una casa de máquinas nueva con la altura de succión suficiente por debajo del nivel del reservorio inferior. Luego, se realizarían las remodelaciones necesarias de la central existente, principalmente la conexión de la casa de máquinas nueva al sistema de conducción existente y las modificaciones necesarias en la estructura de toma en el reservorio superior. De esta manera, se estima que el ahorro del costo de inversión para la HPS puede estar en el orden de 50% en comparación con un proyecto nuevo independiente, incluyendo menores impactos ambientales, reducción de costos y tiempos relacionados a la aprobación de permisos.

Por ejemplo, en el caso de la HPS Venda Nova III (781 MW) en el río Cávado al norte de Portugal con un complejo de centrales en cascada, es la segunda HPS que se integra a la central hidroeléctrica Venda Nova, donde se aprovecha los embalses existentes como reservorio superior e inferior, que se complementan con la construcción de un nuevo sistema de conducción y una casa de máquinas subterránea equipada con 2 turbinas reversibles de velocidad variable, alcanzando un precio específico alrededor de los 400 USD/kW.

2.3 Principales ventajas técnicas del almacenamiento de energía y HPS

2.3.1 El propósito de las HPS y su rol en el crecimiento e integración de la generación renovable

El HPS sirve a la red en una amplia gama de aplicaciones (Táczí, 2016):

- Nivelación de picos: el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo puede utilizarse como generación de picos para satisfacer las más altas demandas en un corto período de tiempo
- Balanceo de carga: La nivelación de la carga suele implicar el almacenamiento de energía durante los períodos de carga ligera (fuera de las horas punta) en el sistema y su entrega durante los períodos de gran demanda
- Regulación de la frecuencia: la energía hidroeléctrica contribuye a mantener la frecuencia dentro de los márgenes dados mediante la modulación continua de la potencia activa. En el capítulo 3, se explica cuándo puede proveer este servicio el HPS y si es compatible con otros servicios.
- Reserva back-up, reserva de giro: estas plantas tienen la capacidad de introducir carga en un sistema eléctrico desde una fuente que no está en línea. Las plantas reversibles pueden proporcionar una fuente de energía adicional que puede ponerse a disposición del sistema de transmisión en pocos segundos en caso de cambios inesperados de carga en la red
- Capacidad de arranque rápido: la generación de energía hidroeléctrica puede ser instalada en pocos minutos - es mucho menos que los 30 minutos de otras turbinas, u horas de la generación de vapor
- Capacidad de arranque en negro: estas plantas tienen la capacidad de funcionar con cargas cero. Cuando las cargas aumentan, se puede cargar energía adicional rápidamente
- Soporte de tensión: estas plantas tienen la capacidad de controlar la energía reactiva, asegurando así que la energía fluya desde la generación hasta la carga

2.3.1.1 HPS en las redes eléctricas

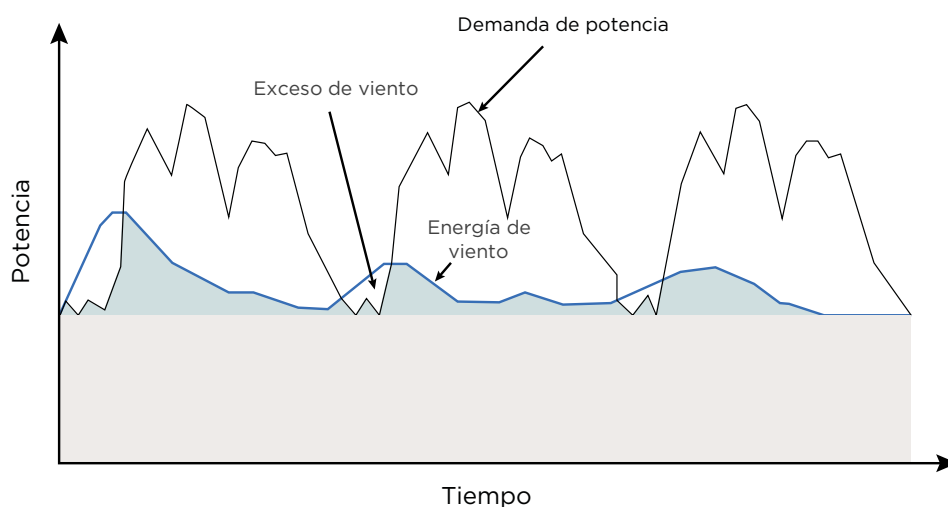
A medida que aumenta la cuota de mercado de las energías renovables intermitentes, se hace imperativa la necesidad de un almacenamiento potencial de energía en gran escala y una mayor capacidad de regulación.

Gracias a su capacidad de absorber el exceso de energía cuando la demanda es baja, y de generar energía cuando la demanda es alta, la tecnología de almacenamiento por bombeo se ha utilizado durante décadas en combinación con grandes centrales eléctricas de carga base.

Sin embargo, es el aumento de la demanda de fuentes de energía renovable, lo que plantea nuevos desafíos para la estabilidad de la red, lo que ha hecho que el uso del almacenamiento por bombeo se amplíe rápidamente. Su capacidad de regulación y su habilidad para proporcionar las grandes capacidades de almacenamiento esenciales para proporcionar un sistema

estable lo hacen indispensable, particularmente en las redes que dependen de una mayor proporción de energía eólica y solar.

Figura 2-19: Comparación de la energía de demanda con el potencial de energía eólica en el tiempo



Plantas de energía de carga base

Las centrales nucleares y de carbón son lentas para reaccionar a los cambios de carga y funcionan mejor con una producción constante en el punto de mejor eficiencia, lo que, con las centrales de carbón, da como resultado una mayor eficiencia, menores tensiones térmicas y menores costos de mantenimiento.

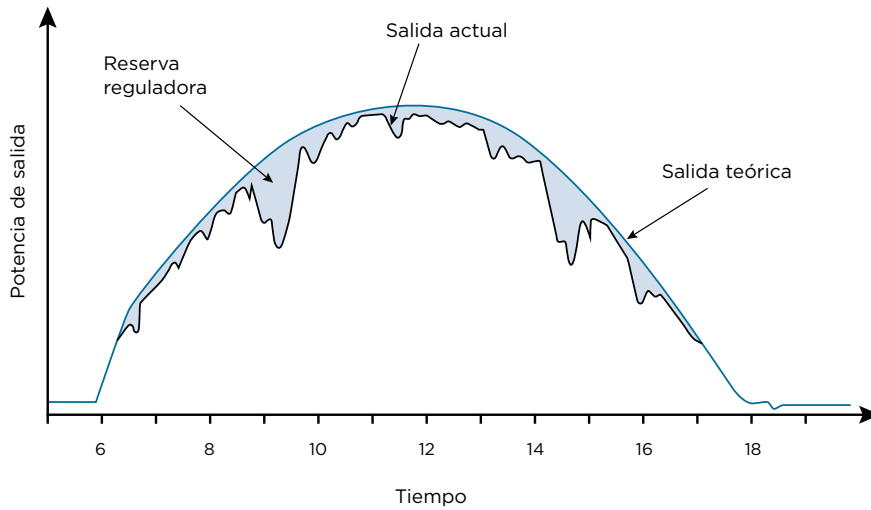
El almacenamiento por bombeo funciona bien en tándem, equilibrando la carga en el sistema, absorbiendo energía durante las horas de menor consumo y satisfaciendo la demanda en las horas de mayor consumo sin producir emisiones adicionales de CO₂.

Fuentes de energía renovables

La mayoría de los países tienen objetivos de energía renovable que dan lugar a la construcción de plantas eólicas y solares a un ritmo cada vez mayor. Sin embargo, son fuentes de energía volátiles, dependientes de las variaciones del clima, con las consiguientes incertidumbres de disponibilidad.

Las plantas de almacenamiento por bombeo proporcionan un excelente y seguro suministro de energía. Mediante el uso de modernas unidades de velocidad variable, los esquemas de almacenamiento por bombeo son altamente flexibles y rápidos en reaccionar a los cambios de carga, y pueden ayudar a actuar como un regulador de la oferta y la demanda.

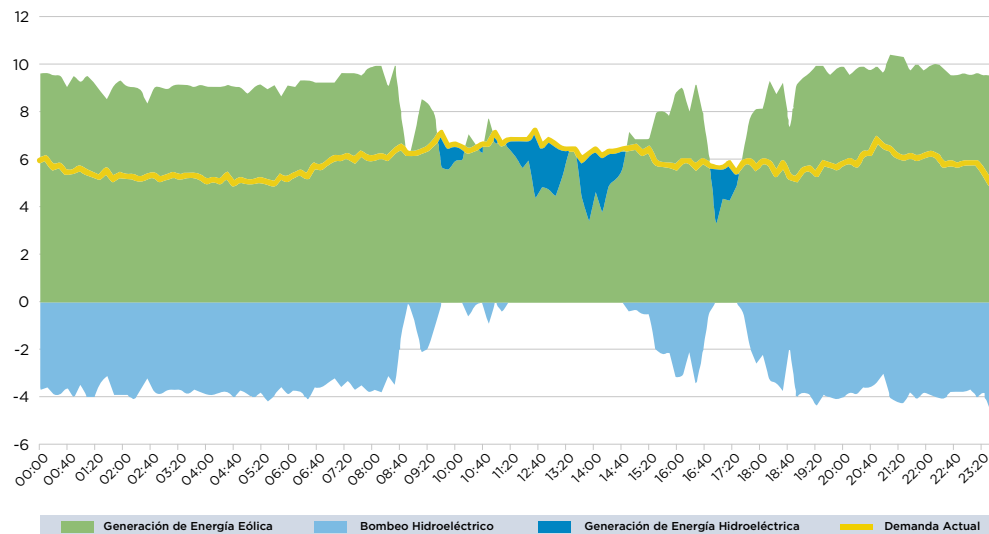
Figura 2-20: Reservas de regulación, salida actual y salida teórica de potencial



En la Figura 2-21, se muestra el ejemplo real de generación del sistema híbrido (eólico y HPS) Gorona del Viento en El Hierro, Islas Canarias de España, donde la HPS permite satisfacer la demanda cuando el viento no lo permite. Donde el exceso de electricidad generada a partir de la energía eólica en las primeras 8 horas del día se utiliza para bombear agua en el embalse superior. El sistema energético de El Hierro se beneficia directamente de la HPS, tanto porque se mitiga el recorte, así como porque se elimina la necesidad de cubrir la demanda energética con generadores diésel.

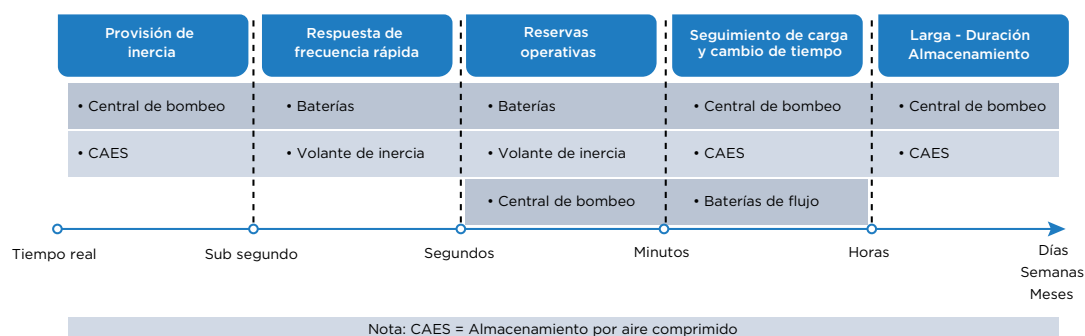
Figura 2-21: Ejemplo de generación híbrida eólica y HPS (El Hierro, 05.09.2018)

(IRENA, 2020)



En la escala de tiempo más corta (milisegundos), ciertas tecnologías de almacenamiento, como la hidráulica bombeada, pueden proporcionar inercia como primera línea de defensa en caso de pérdida repentina de generación y pueden reducir la dependencia de un sistema de generadores térmicos para limitar la tasa de cambio de frecuencia. Desde los milisegundos hasta los segundos, el almacenamiento de electricidad (principalmente baterías, pero también en aplicaciones específicas volantes) es adecuado para proporcionar una respuesta de frecuencia rápida, que actualmente se está implementando como un servicio en algunos sistemas de energía (por ejemplo, en el Reino Unido). En una escala temporal de segundos a minutos, el almacenamiento se ha utilizado principalmente para el suministro de reservas operacionales (principalmente baterías, volantes de inercia e hidroeléctricas bombeadas). De minutos a horas la hidroeléctrica bombeada, los CAES (almacenamiento por aire comprimido) y las baterías de flujo pueden utilizarse para el seguimiento de la carga y el desplazamiento temporal de la energía (arbitraje de energía), y de horas a días, semanas o incluso meses la electricidad puede almacenarse en un almacenamiento de electricidad a largo plazo, que es necesario a una penetración muy alta de la ERV (ver Figura 2-22).

Figura 2-22: Servicios de sistema que almacenamiento de energía puede proveer



2.3.1.2 El rol del almacenamiento de electricidad en la integración del ERV

Desde el primer cuarto del siglo XX, el almacenamiento de electricidad, principalmente en forma de energía hidroeléctrica bombeada, se ha utilizado para proporcionar una amplia gama de servicios de red que apoyan el funcionamiento económico, resistente y fiable de los sistemas de energía. La gran mayoría de la capacidad de almacenamiento de electricidad mundial desplegada hasta la fecha es hidráulica bombeada debido a sus características técnicas y económicas favorables.

Además de la energía hidroeléctrica bombeada, han surgido varias tecnologías de almacenamiento de electricidad con costos variables y afinidad técnica para la prestación de servicios específicos que se encuentran actualmente en diferentes etapas de madurez y despliegue. Los diversos servicios que el almacenamiento de electricidad puede ofrecer potencialmente para apoyar las operaciones de la red se han agrupado a menudo en servicios energéticos, servicios auxiliares, aplazamiento de la infraestructura de transmisión y distribución y alivio de la congestión, y servicios de gestión de la energía de los clientes.

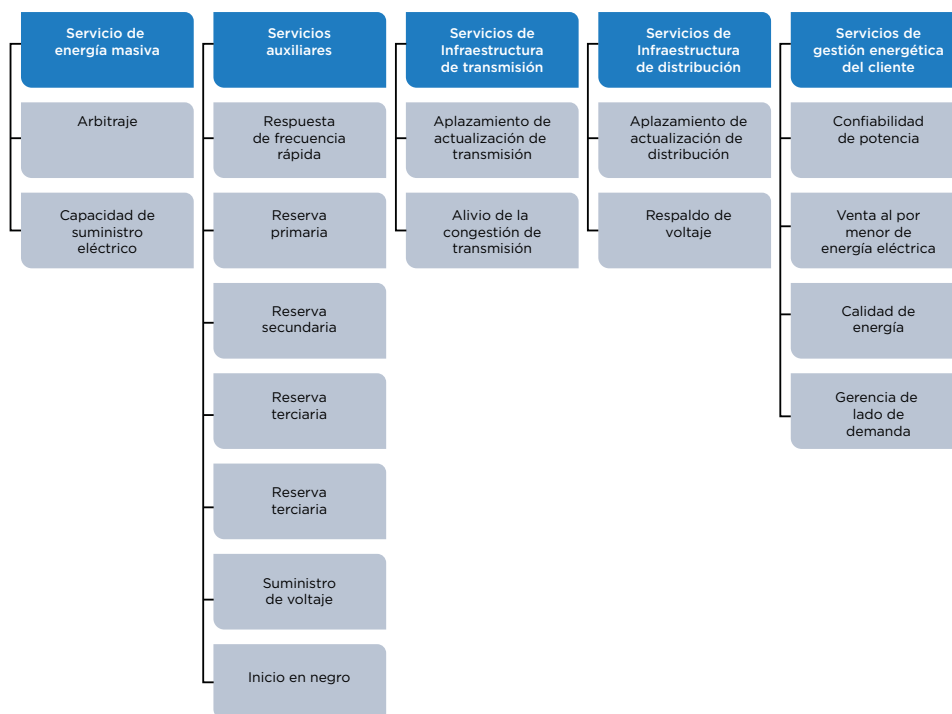
La integración de la Energía Renovable Variable (ERV) tiene repercusiones directas en las operaciones del sistema, ya que afecta a la magnitud de los servicios de la red que se necesitan, así como al calendario y al perfil operacional de cada servicio. Los efectos de la ERV se caracterizan por una gama de escalas de tiempo que van desde los milisegundos (por ejemplo, cuando una nube pasa por encima de una planta fotovoltaica en un pequeño sistema de energía) hasta los años (el tiempo de espera de las nuevas líneas de transmisión para

aliviar la congestión). Así pues, para ser eficaz para una aplicación específica, una tecnología de almacenamiento debe tener las características técnicas adecuadas, a saber, tiempo de respuesta, capacidad de potencia y capacidad de energía (Denholm y otros, 2010), así como capacidades de inercia síncrona. Esta última es muy importante en el contexto de la integración de la ERV, ya que una proporción muy elevada de generación de ERV no síncrona puede socavar la estabilidad del sistema sin el uso de medidas adecuadas.

Cuando se conecta a nivel de distribución, el almacenamiento de electricidad puede proporcionar todos los servicios mencionados y además puede utilizarse para prestar servicios de calidad y fiabilidad de la energía en la subestación local, aplazar la inversión en capacidad de distribución y apoyar la integración de la energía renovable distribuida. También puede conectarse a otras instalaciones de generación, lo que permite una mayor captación de precios, la prestación de servicios de red y, al mismo tiempo, el ahorro en los costos de conexión. Por último, el almacenamiento de electricidad puede colocarse detrás del contador para ayudar al cliente a aumentar el autoconsumo de energía fotovoltaica, reduciendo así las facturas de electricidad (cuando existen planes de gestión de la demanda en función del tiempo de uso), mejorando la calidad y la fiabilidad de la energía y permitiendo potencialmente la participación en la gestión de la energía y en los mercados mayoristas y de servicios auxiliares mediante agregadores.

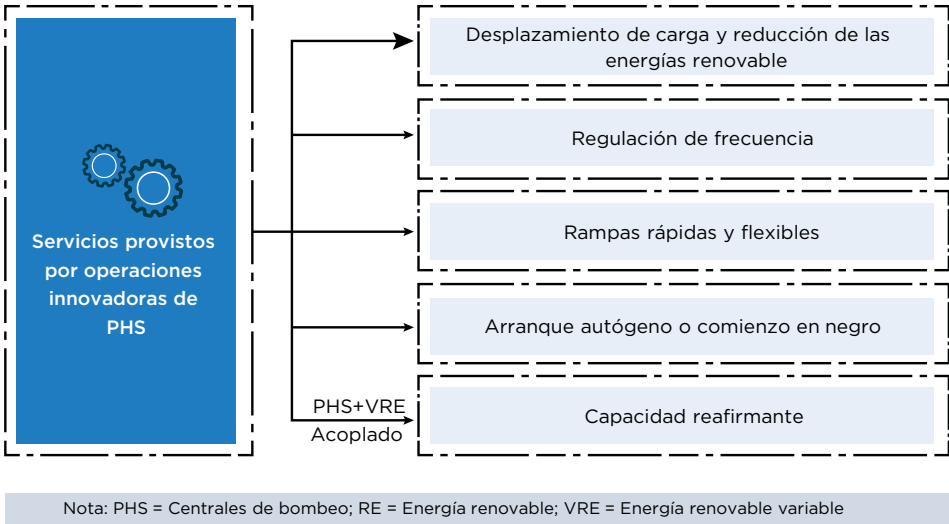
Por último, el valor máximo del proyecto de almacenamiento de electricidad se obtiene cuando la operación se coopera para proporcionar múltiples servicios. Numerosos estudios han utilizado datos de los mercados de electricidad que confirman que la inversión en almacenamiento de electricidad para un solo servicio, por ejemplo, para el arbitraje, a menudo no compensa la inversión. Sin embargo, cuando proporciona servicios adicionales, por ejemplo, una variedad de servicios auxiliares en paralelo con el arbitraje, y estos servicios múltiples se monetizan, entonces los beneficios mejoran enormemente.

Figura 2-23: Servicios de sistema y su relevancia en la integración de energías renovables
(IRENA, 2020)



Para los diferentes tipos de tecnologías de almacenamiento de energía, aparte de las HPS y su aplicación para los diferentes servicios de sistema, véase la sección 2.1 arriba.

Figura 2-24: Servicios a los sistemas de energía habilitados por el funcionamiento innovador de las centrales hidroeléctricas
(IRENA, 2020)



2.3.1.3 Servicios complementarios

En la operación de los sistemas eléctricos resultan imprescindibles los Servicios Complementarios, en adelante SSCC, pues permiten garantizar la calidad y continuidad de suministro, complementando así los Servicios Primarios como son la entrega de la Energía Activa, el aseguramiento de la Capacidad del sistema, así como factibilidad operativa de la Transmisión y la Distribución.

La siguiente tabla resume todos los servicios complementarios analizados, los productos asociados y las tecnologías con las que se brindan este servicio.

Tabla 2-11: Resumen de los Servicios Complementarios

Categoría	Servicio	Productos	Quienes lo pueden Proveer
Balance	RPF RSF RTF CRF	• Reservas • Ciclajes ⁸ • Rampas • Cargas interrumpibles	• Generadores • Sistemas de Almacenamiento • Demanda Desconectable

Fuente: (Di Avante, 2020)

8. Operación de centrales térmicas principalmente, cuando ellas operan subiendo y bajando y no a potencia constante.

Tabla 2-11: Resumen de los Servicios Complementarios (CONT.)

Categoría	Servicio	Productos	Quiénes lo pueden Proveer
Control de Tensión	Regulación de tensión	<ul style="list-style-type: none"> • Energía Reactiva • Control de voltaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores • Capacitores • Reactores • Compensadores Síncronos • SVC, FACTS • Sistemas de Almacenamiento • Respuesta de demanda
Recuperación del servicio	Control de Contingencias Plan de Recuperación del servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositivos electrónicos de potencia • Servicios auxiliares • EDAG • EDAC • DMC • PDCE • PDCC • PA 	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores • Sistemas de Almacenamiento • Respuesta de demanda

Fuente: (Di Avante, 2020)

Con respecto a los servicios complementarios anteriormente descritos, y señalados en el cuadro resumen Tabla 2-11, se evidencia que los sistemas de almacenamiento de energía pueden proveer los SSCC de (i) Balance y de (ii) Recuperación del Servicio. Sin embargo, en el caso de las HPS, aparte de ser un sistema de almacenamiento, es también parte de un sistema generador, por lo que puede proveer todos los SSCC antes descritos, es decir: (i) Balance, (ii) Control de Tensión y (iii) Recuperación del servicio. Por tal razón los HPS tienen una gran oportunidad de proveer dichos SSCC en los países analizados.

Para el caso de medir el potencial servicio de HPS en los SSCC, un criterio determinante para cada uno de los SSCC sería para el punto (i) Balance, el conocer la magnitud de Reserva en cada país, para el punto (ii) Control de tensión, conocer los principales requerimientos por sub tensión o sobre tensión que ha originado que centrales de generación hayan salido del despacho económico y tuvieron que operar por tensión, dicho cambio de factor de potencia llevado a valores de potencia, sería una referencia de requerimiento en cada sistema eléctrico, y para el punto (iii) Recuperación del Servicio, sería conocer la capacidad requerida de los servicios auxiliares con el objetivo de accionar los sistemas para la recuperación de generación y también analizar la magnitud destinada a evitar un evento de corte eléctrico total o parcial del sistema frente a una situación extrema inesperada. Este análisis correspondería a las fallas más recurrentes durante los últimos años en cada país, para este caso el análisis referencial y simplificado sería la capacidad de los centrales de reserva fría que contempla cada país.

2.4 Potencial de las HPS en los países miembros del BID

El potencial de desarrollo de las centrales hidroeléctricas reversibles es multifactorial. Por un lado, se cuenta con una geografía favorable, con grandes desniveles y espacio para el emplazamiento de reservorios que condiciona su desarrollo. Por otro lado, se considera el entorno del mercado eléctrico y su regulación, así como el despliegue de las energías renovables.

En general el desarrollo de las centrales hidroeléctricas reversibles (HPS) en Latinoamérica es incipiente; aun cuando fue en 1939 que se inauguró la primera HPS en Brasil (Canales, 2015), así como otras tres adicionales hasta 1955. No se han construido más centrales de este tipo en la región a excepción de Argentina que desarrolló la HPS Río Grande entre 1970 y

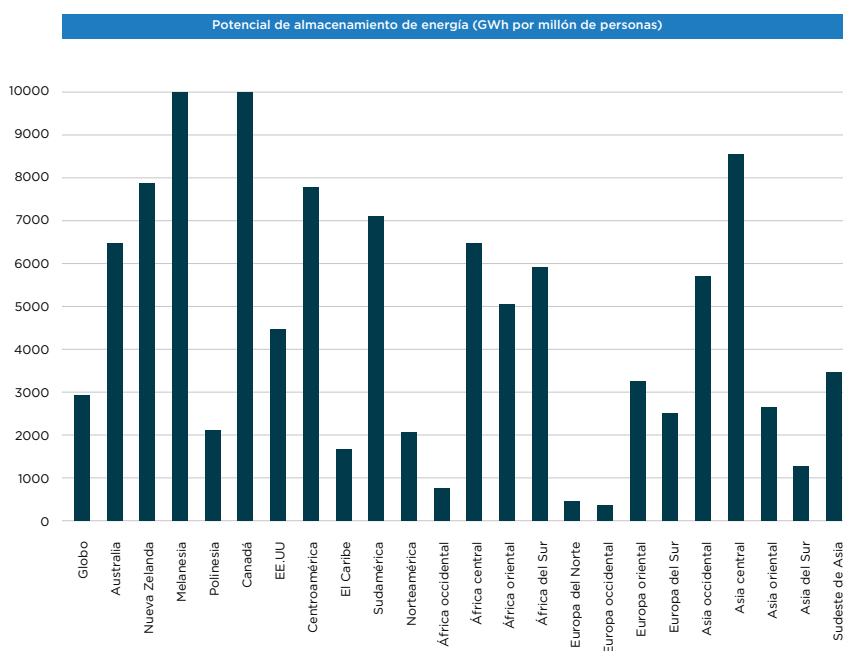
1986, que es la central reversible de mayor capacidad en Sudamérica. Periodo en el que se presenta un gran despliegue de las centrales hidroeléctricas en Latinoamérica.

La incorporación de las HPS en el sistema eléctrico latinoamericano en general, no se había visto aún como necesaria. Sin embargo, la fuerte penetración de las energías renovables en la matriz energética latinoamericana abre grandes oportunidades de desarrollo de los sistemas de almacenamiento y en particular de las HPS (Tapia, 2020).

Estudios recientes⁹ sobre sitios factibles de desarrollo de HPS indican que a nivel global existen 530,000 emplazamientos potencialmente factibles para HPS, que en conjunto tienen un potencial de almacenamiento de 22 millones de GWh.

En la Figura 2-25, se indica el potencial de almacenamiento de centrales reversibles por millón de personas para diferentes regiones del mundo, observándose que tanto América del Sur como Centro América se encuentran entre las regiones con mayor potencial en el mundo, sin embargo, el desarrollo de las HPS es aún muy reducido. Según el último reporte de la IHA sólo se tiene instalado 1 GW en instalaciones HPS en Latinoamérica (974 MW en Argentina y 30 MW en Brasil) frente a los 180 GW instalados en el resto del mundo.

Figura 2-25: Potencial de almacenamiento de energía de las HPS (GWh) por millón de personas



Fuente: Australian National University, 2019

Actualmente, frente al despliegue cada vez más intenso de las energías renovables (solar y eólica) en Latinoamérica, se hace cada vez más necesario incorporar tecnologías de almacenamiento que permitan darle flexibilidad al sistema eléctrico, aprovechando el gran potencial de las HPS en la región. Frente a esta necesidad algunos países latinoamericanos como Chile

9. A Global atlas of pumped hydro energy storage, Matthew Stocks et. Al, Australian National University, 2019, <http://re100.eng.anu.edu.au/global/>

IHA, Hydropower Status Report 2020

y Brasil han desarrollado algunos estudios para la estimación del potencial de almacenamiento de energía de las HPS. En particular, en la sección 3.5 se describen más adelante referencias de dos proyectos realizados en su fase inicial para Chile y Perú.

En esta misma línea, la habilitación de la infraestructura hidráulica asociada a las centrales de bombeo pondría ser además un foco multipropósito (no sólo energético), apoyando otros tipos de industrias como la agrícola, control de inundaciones, a fin de aportar en reducir los impactos derivados de crisis hídricas cada vez más frecuentes (GIZ, 2019). Desde el punto de vista de desarrollo económico en América Latina, dado que se cuenta aún con potencial disponible, la construcción de hidroeléctricas al igual que las HPS tienen la ventaja que su inversión representa el desarrollo de industrias vinculadas como la construcción con un componente importante de mano de obra local, a diferencia de las alternativas renovables intermitentes cuya componente local es muy reducida.

De forma complementaria, el desarrollo de esta tecnología puede también dar impulso al desarrollo de la industria de la desalinización e incluso de la industria del hidrógeno, todo ello en un contexto de adaptación al cambio climático (GIZ, 2019).

Si bien es cierto que en la mayoría de los países latinoamericanos no se disponen de estudios de potencial de centrales reversibles. Sin embargo, una referencia importante se podría tener con el potencial hidroeléctrico, en particular para el grupo de países de análisis, que se muestra de manera resumida e ilustrativa a continuación:

Tabla 2-12: Potencial Hidroeléctrico y Potencia restante (en MW) en grupo de países evaluados

PAÍS	POTENCIAL (MW)	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIAL RESTANTE (MW)	%DESARROLLADO	% DEL POTENCIAL SIN DESARROLLAR
PANAMÁ	2,389	1,796	593	75.2%	24.8%
COLOMBIA	56,187	11,920	44,267	21.2%	78.8%
PERÚ	69,500	5,403	64,097	7.8%	92.2%
CHILE	15,938	6,932	9,006	43.5%	56.5%
BRASIL	261,400	109,155	152,245	41.8%	58.2%
ARGENTINA	35,800	11,310	24,490	31.6%	68.4%
TOTAL	441,214	146,516	294,698	33.2%	66.8%

Fuente: Ministerio de Energía de Chile, Secretaría de Energía de Argentina, Ministerios de Minas y Energía de Brasil, Colombia y Perú, Secretaría Nacional de Energía de Panamá

De la Tabla 2-12, se tiene que el total de potencial de los seis países es de 441 214 MW, de los cuales se utilizan 146 516 MW, es decir el 33,2%, quedando por desarrollar aun 294 698 MW o el 66,8% de dicho potencial, lo que implica que aún queda por desarrollar un gran parque de generación hidroeléctrica en los seis países.

Al respecto, la Asociación Internacional de Hidroeléctricas en su reporte del año 2020 indica que, a nivel mundial, del total de hidroeléctricas instaladas se alcanza una capacidad de 1308,3 GW, de los cuales 158 GW corresponden a HPS; lo que representa un 12,1%. De aplicarse dicha ratio al grupo de países se obtendría un estimado de 17,7 GW como potencial de HPS.

Por otro lado, si se tiene en cuenta que más de 104 GW instalados en la LAC corresponden a centrales hidroeléctricas con más de 30 años de operación, se puede inferir que existe en este grupo de centrales un alto potencial de rehabilitación y/o modernización, que podrían ser aprovechados para la implementación de centrales reversibles, que además implicarían impactos ambientales reducidos, así como costos de inversión menores en comparación a nuevos proyectos. En ese sentido, dentro de los planes de rehabilitación de estas centrales será oportuno evaluar la integración de la HPS.

En este contexto, el desarrollo, no solo de hidroeléctricas sino también de las centrales reversibles, será un gran desafío para los planificadores, diseñadores de política e inversionistas a efectos de lograr complementar estas tecnologías con las tecnologías renovables intermitentes.

En algunos países donde la incursión de las energías renovables intermitentes ha sido más acelerada, se han desarrollado diferentes iniciativas y proyectos de investigación para la determinación del potencial y búsqueda de proyectos de HPS, empleando modelos y herramientas de geoprocésamiento, algunas de estas se describen brevemente a continuación:

En Chile, se identificaron 19 mil sitios para proyectos de bombeo, los que se concentran principalmente en las regiones de Arica, Parinacota y Tarapacá por el norte y Los Lagos, Aysén y Magallanes por el sur (GIZ, 2019). Para ello se ha aplicado una herramienta basada en Sistemas de Información Geográfica que identifica el potencial de centrales de bombeo y obtiene el inventario de sitios para centrales de bombeo y determina la capacidad de generación reversible. Los resultados obtenidos, de acuerdo con criterios y filtros definidos en el modelo, muestran un potencial para proyectos con agua de mar de 3.000 GW de capacidad instalada y 44,7 TWh de energía almacenable, y para agua dulce 25.000 GW y 259 TWh.

En Brasil, se ha hecho énfasis en algunas regiones en las que se han realizado algunos estudios. En la región de Sao Paulo se elaboró un preinventario de centrales reversibles que indica el potencial que se alcanzaría si existiera la capacidad instalada en algunas ciudades. En suma, se registran 341 alternativas con un potencial de 735 GW.

Por otro lado, en Río de Janeiro se han identificado 23 lugares propicios para instalar centrales reversibles, tomando en cuenta el desnivel del terreno. Luego de un análisis socioambiental se descartan algunas opciones quedando 15 posibles proyectos de predimensionamiento. La capacidad estimada se calcula en 21.1 MW

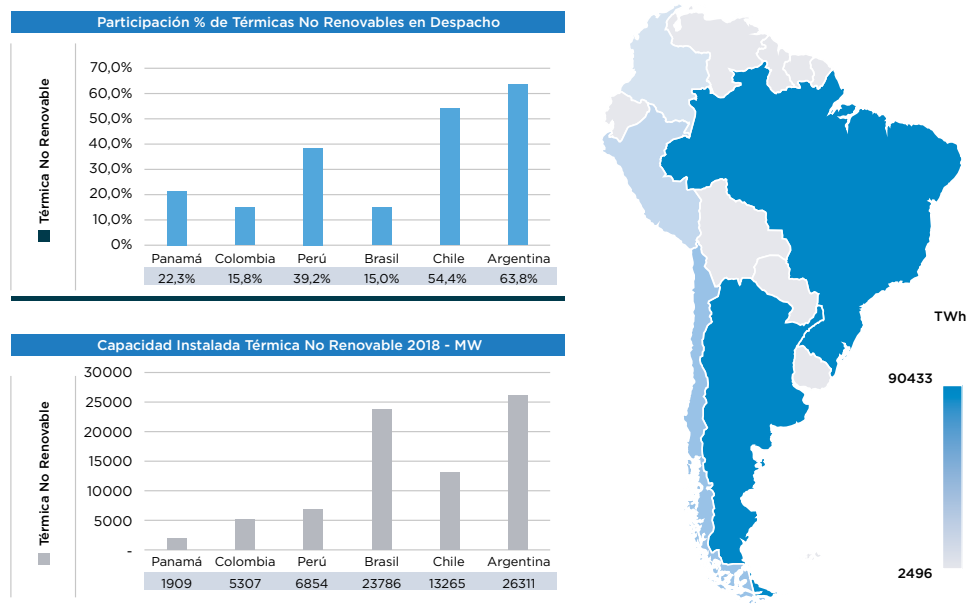
En el resto de los países, como en Colombia y Panamá, de las consultas en las entrevistas con funcionarios de las entidades sectoriales se infiere que no cuenta con un inventario de recursos exclusivos para centrales de bombeo, aunque si del potencial hidroeléctrico. En Perú si bien no hay identificado un potencial si se tienen desarrollos aislados de centrales de bombeo, habiéndose desarrollado perfiles de proyectos de esta tecnología.

2.4.1 Variables de Operación para el desarrollo de las HPS

Una de las variables para determinar el potencial desarrollo de proyectos HPS está asociada a las características de su sistema eléctrico y a la posibilidad competitiva de empresas privadas en la actividad de generación del país en evaluación. Bajo estas premisas se identificó que en los países evaluados existe libertad de competencia en la actividad de generación, por tanto, para cuantificar la magnitud potencial de HPS se estimará como porcentaje de recursos renovables en su matriz energética, de la producción de energía con combustibles fósiles, entre otros.

Al respecto se ha consultado las estadísticas de producción termoeléctrica no renovable en los países evaluados para el año 2018, las que se muestran en la Figura 2-26:

Figura 2-26: Producción, participación y capacidad termoeléctrica instalada en países evaluados – Año 2018



De dicho resumen se observa que, en el año 2018, la producción de electricidad desde centrales termoeléctricas fue de 254,4 TWh, que representa el 27% del total de estos países. En términos relativos los países que tienen el mayor componente termoeléctrico son Argentina y Chile con 64% y 54% respectivamente y que corresponden a volúmenes de producción de 87,7 TWh y 41,5 TWh; Brasil es el mayor consumidor de energía proveniente de estas centrales con 90,4 TWh, aunque en términos relativos su participación es de 15%. Los siguientes tres países con menor participación de termoeléctricas no renovables son Perú, Panamá y Colombia que tienen 33%, 22% y 16% que corresponde a producción de 21,0 TWh, 10 TWh y 2,5 TWh respectivamente.

Bajo este contexto llama la atención que no obstante el potencial hidroeléctrico disponible en los países de la región en general y los evaluados en particular, en la mayoría de ellos se supera el 22% de producción termoeléctrica, mostrando un potencial no sólo para las HPS sino también para las energías renovables (Rural & Arias, 2020).

La capacidad total es de 76,7 TW, cuyas mayores capacidades instaladas se ubican en Brasil y Argentina con 25,7 TW y 24,5 TW respectivamente.

Destaca en esta capacidad que con las mayores capacidades son de Brasil y Argentina con 32% y 31%, respectivamente. Le sigue Chile con un 17% y el resto de los países tiene el 20% de capacidad instalada en térmicas no renovables.

Así Brasil y Argentina tienen capacidad térmica de 25,7 TW y 24,5 TW que representan el 63% de la capacidad instalada, en tanto que porcentualmente Panamá y Colombia tengan menor componente térmica con 5,3 y 1,9 TW, respectivamente.

Este marco lleva a sugerir que en tanto los países evaluados tienen recursos renovables, existe un potencial de sustitución hacia una matriz renovable del orden de 51,1 TW de capacidad

que además requerirá de un reemplazo considerando que dichas plantas tienen años de uso y en las próximas décadas podrían cumplir su ciclo de vida. Esta potencial sustitución representa una oportunidad para la incursión de proyectos HPS, que podrían ser incorporados en esquemas híbridos con energía solar y/o eólica.

En cuanto a los precios de la energía, a efectos de comparar el LCOE de los proyectos HPS, se han revisado con los resultados de los precios de electricidad en los mercados mayoristas de los países evaluados como se muestra a continuación.

Figura 2-27: Variación mensual de los costos marginales del 2019 en Países Evaluados

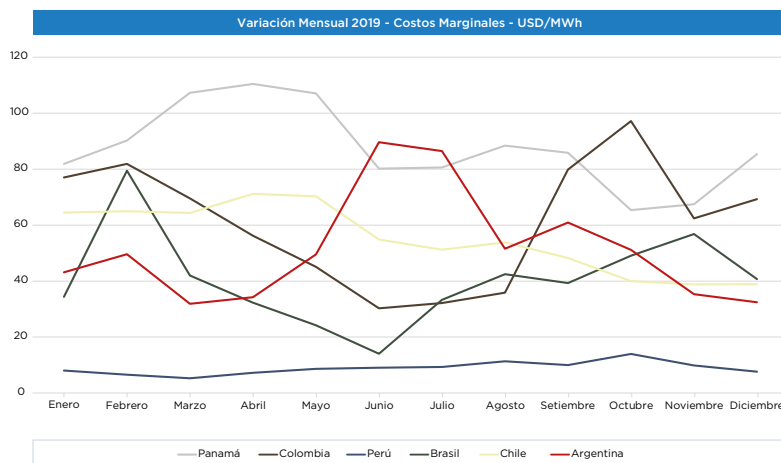
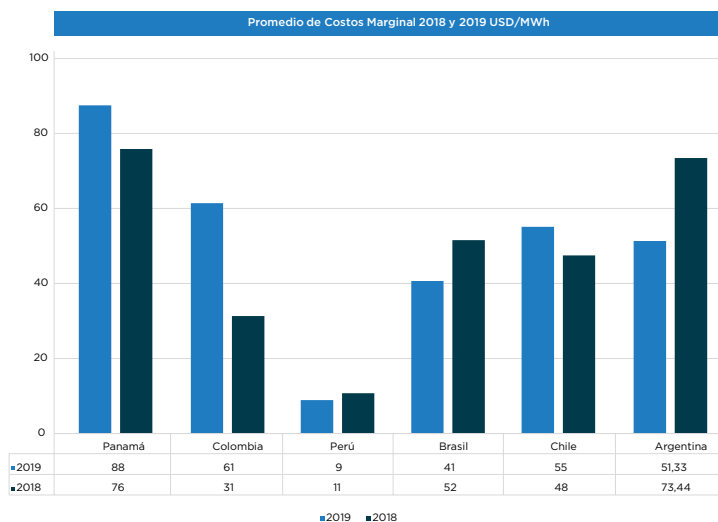


Figura 2-28: Costos Marginales promedio de energía en Países Evaluados 2018 y 2019



De estos datos se observa que los costos marginales tienen una variabilidad, potencialmente condicionada por la estacionalidad hídrica de las cuencas hidrográficas de los sistemas evaluados. Si bien dicha variabilidad estacional no representa una ventaja en términos de con-

seguir mejores ingresos a nivel de costos de oportunidad, se le puede considerar como buen referente para evaluar su complementariedad de hibridación con tecnologías intermitentes como la solar y eólica o como reserva rotante.

El país que presenta un mayor costo marginal mensual en el año 2019 es Panamá con 110,45 USD/MWh, seguido de Colombia con 97,2 USD/MWh, Brasil con 79,5 USD/MWh y Chile con 71,2 USD/MWh. La excepción es el mercado peruano con 13,9 USD/MWh y un aspecto particular radica en que en Colombia se internaliza el costo de capacidad en el mercado mayorista.

Un aspecto favorable para los HPS radica en la variabilidad estacional de costos marginales, que en el presente análisis muestra que la relación de costos máximo/mínimo tiene valores de 5,65 para Brasil, 3,21 para Colombia y 1,84 para Chile.

Asimismo, el promedio de costos de electricidad en los mercados mayoristas al año 2019 es de 50,7 USD/MWh, valor que ha sido superior en 17% a lo obtenido en el año 2018. De ellos se observa que, con excepción de Perú, la mayoría de los mercados evaluados tienen costo marginal potencialmente atractivo para amortizar la tecnología HPS, así Panamá alcanza costos de 88 USD/MWh, seguido de Colombia con 61 USD/MWh, Chile con 55 USD/MWh y finalmente Brasil con 41 USD/MWh.

Como se mencionó Perú es la excepción a nivel de costo marginal, en tanto esta variable resulta en promedio a 9 USD/MWh, incluso superior a lo alcanzado en el año anterior, ello debido a circunstancias particulares de precios para la operación de sus plantas a gas natural. Bajo este marco de esquemas en los mercados y con las características operativas de los HPS se describen los aspectos de competitividad de esta tecnología:

- Las HPS en tanto habilitan su producción en determinados bloques horarios, se adaptan a las condiciones de mercado como los que se llevan a cabo en Brasil y Colombia, donde no hay requerimientos en la potencia.
- La incorporación de HPS en los mercados de Perú y Chile se enfrentan a una potencial menor remuneración en tanto que su operación por horas no le daría la Potencia Firme requerida, restándole competencia.
- Una forma de promover los proyectos en los mercados de Perú y Chile podría ser a través de la complementariedad o “hibridación” con las tecnologías “no firmes” como podrían ser las hidroeléctricas de pasada o las energías intermitentes de la generación FV o eólica.
- Asimismo, otro de los mecanismos de ingreso y de competencia para las HPS en Perú y Chile es que puede ser desarrollado por los usuarios libres, en tanto les permite hacer “gestión de demanda” optimizando las compras de potencia desde los mercados mayoristas y alcanzando beneficios por menor pago de peajes de transmisión.

2.5 Prácticas regulatorias para el servicio de almacenamiento de energía

Con la fuerte incursión de energías renovables intermitentes y potencial hidroeléctrico por desarrollar o renovar, y el espectro de servicios que ofrecen las tecnologías de almacenamiento de energía, en particular las HPS, la expectativa de su desarrollo es amplia. Sin embargo, para su viabilidad en los diferentes mercados energéticos, se requiere un marco regulatorio. Al respecto, existen aspectos básicos o pilares a considerar sobre los que se fundamenten un marco regulatorio que incentive los servicios de almacenamiento de energía.

Figura 2-29: Cuatro pilares de la actividad reguladora por fase de aplicación

Pilares	Fase 1: Inicio	Fase 2: Escala	Fase 3: Estandarización
PLANEAMIENTO	Establecer objetivos de almacenamiento de energía	Mejorar el Planeamiento de Recursos Integrados (IRP) modelamiento y prácticas	Adoptar un acercamiento comprensible al Planeamiento de Integración de Red
COMPENSACIÓN	Diseñar estructuras de tarifas minoristas para enviar señales de precios adecuadas	Abrir mercados de energía para la participación de almacenamiento de energía	Moverse hacia un marco de servicios de red tecnológicamente neutral para almacenamiento de BTM
CONTRATACIÓN	Proceso de obtención abierto, justo y transparente	Usar subastas inversas para adaptar almacenamiento de energía	Implementar un enfoque de adquisiciones de todas las fuentes
INTEGRACIÓN	Modificar las reglas de interconexión para definir y dar permiso al almacenamiento de energía	Examinar alternativas sin cableado	Integrar recursos de almacenamiento de energía agregados al alcance del cliente

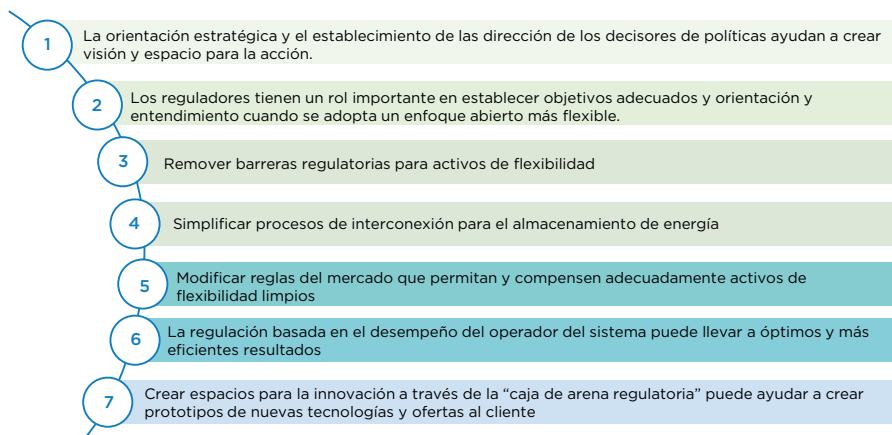
Fuente: STRATEGEN (2020)

Es decir, la promoción requiere de un Planeamiento de recursos, que los hay en los países evaluados, los Modelos de Compensación es decir el diseño tarifario y métodos de remuneración y con ello las formas de contratación, para finalmente diseñar los procedimientos técnicos para su integración física en los sistemas.

La implementación de estos pilares en el marco regulatorio está compuesta a su vez de diferentes fases que incluyen definir objetivos de política en los países, identificar las formas de promover su ingreso y combinarlas con las otras tecnologías renovables, todo ello dentro de un esquema de largo plazo.

En ese sentido y tomando los criterios indicados por Strategen, los puntos de partida para establecer un marco regulatorio que incentive el almacenamiento de energía son los siguientes:

Figura 2-30: Marco reglamentario: principales puntos de partida



Fuente: STRATEGEN (2020)

Estos puntos de partida requieren de la actuación y dinamismo de las entidades de los mercados como la entidad de planeamiento energético, los organismos reguladores, los operadores del sistema a modo de generar un nuevo nicho de generación a efectos de darle mayor competitividad al mercado y los mismos operadores los integren dentro de su portafolio de inversiones.

En general, para las tecnologías de almacenamiento energético se han identificado las siguientes reglas regulatorias comunes para incentivar su implementación:

Tabla 2-13: Matriz de reglas regulatorias mínimas para los servicios de las tecnologías de almacenamiento energético

Tecnología de Almacenamiento	Servicios	Reglas Regulatorias mínimas para su implementación
Baterías de NaS	Mejora de la calidad de energía, integración de energía y estabilización de la red	Definir los Servicios Complementarios, en particular Regulación Primaria y Secundaria y Terciaria de Frecuencia
Baterías de flujo	Balanceo de carga, energía de reserva	Definir los Servicios Complementarios, en particular Regulación Primaria y Secundaria y Terciaria de Frecuencia
Baterías de plomo	Motores de vehículos, energía de reserva, almacenamiento	Definir la reglamentación de Generación Distribuida y Regulación de Frecuencia
Baterías de iones de Litio	Integración de fuentes de energía renovable	Definir Servicios Complementarios de regulación de frecuencia y de tensión
Baterías de cloruro de sodio y níquel	Equilibrio de carga e integración de fuentes de energía renovable	Definir Servicios Complementarios de regulación de frecuencia y de tensión
Almacenamiento de energía de aire líquido	Equilibrio e integración de fuentes de energía renovable	Definir Servicios Complementarios de regulación de frecuencia
Almacenamiento de energía de aire comprimido	Nivelación de carga, provisión de inercia	Definir Servicios Complementarios de regulación de frecuencia
Almacenamiento de energía hidráulica bombeada	Generación de cargas máximas o respuesta rápida de reserva, provisión de inercia	Definir Servicios Complementarios de Regulación de Frecuencia, de Tensión y Recuperación del Servicio
Almacenamiento de electricidad de calor bombeado	Soporte de tensión	Definir Servicios Complementarios de regulación de tensión
Volantes de inercia	Mejorar la calidad de energía	Definir Servicios Complementarios de regulación de frecuencia
Hidrógeno	Almacenamiento de electricidad y procesos industriales	Definir servicios de balance de carga
Almacenamiento de SMES	Calidad de energía / regulación de la frecuencia	Implementar la regulación primaria de frecuencia
Super condensadores	Almacenamiento a corto plazo	Implementar la regulación primaria de frecuencia

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente a las reglas regulatorias mínimas para el despliegue de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, y en particular para las HPS, se han identificado medidas de mercado y las inversiones para su promoción que se resumen a continuación:

Tabla 2-14: Medidas regulatorias, de mercado e inversión para el desarrollo de almacenamiento energético y HPS

1.	MEDIDAS REGULATORIAS
1.1.	Alinear las políticas de generación renovable intermitente (fotovoltaica y eólica) con los sistemas de almacenamiento: Baterías, HPS, otros.
1.2.	Fijar un esquema remunerativo que valore los beneficios del almacenamiento y cuantifique sus servicios asociados
1.3.	Adecuar los límites para los servicios complementarios, considerando que brindan servicios de regulación en tiempos reducidos, inferiores a los establecidos en la actualidad
2.	MEDIDAS DE MERCADO
2.1.	Definir los Servicios Complementarios: Servicio de Balance, Regulación de Frecuencia; Recuperación de servicio.
2.2.	Definir Procedimientos para conexión de los sistemas de almacenamiento, para la operación, despacho, mantenimiento y evaluación de desempeño
2.3.	Definir los Modelos de Liquidaciones por transacciones en el mercado mayorista de corto plazo y por transacciones de mercado de largo
3.	MEDIDAS DE INVERSIÓN
3.1.	Calificar la HPS como inversión de generación renovable, beneficiaria de los mismos incentivos que las otras tecnologías renovables.
3.2.	Formular modelos de negocios para la introducción de las tecnologías de almacenamiento

2.5.1 Aspectos regulatorios para incentivo y remuneración del HPS

De acuerdo con IRENA (2020), la tecnología HPS ha estado en funcionamiento durante décadas, inicialmente construida para complementar la generación convencional de gran escala e inflexible, como las plantas nucleares, para el arbitraje sobre una base diurna. Sin embargo, el aumento de la participación de la ERV en los sistemas exige nuevas formas de operar las centrales eléctricas flexibles para compensar la mayor variabilidad de la generación eólica y solar, en ese sentido los sistemas HPS existentes tienden a funcionar con un aumento de paradas y arranques y potencialmente con una disminución de las horas totales de generación, resultando en un régimen de ingresos inciertos y con una menor capacidad de financiación para proyectos futuros.

Por lo tanto, se deben ensayar y adoptar políticas y reglamentos innovadores para incentivar y remunerar estas instalaciones flexibles para la prestación de servicios auxiliares o complementarios.

En mercados liberalizados donde los servicios públicos antes integrados verticalmente y ahora segmentados, la posibilidad de sumar ingresos generados por la prestación de diferentes servicios puede incentivar el funcionamiento innovador de los sistemas de HPS. Los nuevos flujos de ingresos pueden ser resultado de la prestación de servicios complementarios (explicado en el ítem 2.3.1.3), el arbitraje de energía o los pagos por capacidad. En los mercados integrados verticalmente, los marcos normativos y regulatorios deben ser coherentes con la hoja de ruta energética del país para garantizar el mejor uso de los recursos renovables.

A continuación, se presentan algunos ejemplos de diferentes países y contextos que deben adoptar diferentes marcos regulatorios que puedan maximizar el potencial de la HPS.

Irlanda: Como la única instalación de HPS que opera en el Mercado Único de Electricidad de Irlanda, la estación de HPS de Turlough Hill (292 MW de capacidad) utiliza las tres fuentes de ingresos. Proporciona diversos servicios auxiliares, como el arranque en negro, la energía reactiva y la reserva de funcionamiento.

China: En 2014 se emitieron varias políticas para facilitar el desarrollo de nuevas estaciones de HPS. Se aplicó una tarifa en dos bloques: la primera reflejaba el valor de los servicios auxiliares prestados y la segunda reflejaba el valor de la generación de energía de la central. Esto aseguró la remuneración de los diferentes servicios que puede proporcionar una sola planta HPS, lo que puede fomentar la inversión en la tecnología y sus diversos usos en la operación del sistema (Zhang, Andrews-Speed, & Perera, 2015).

Considerando que en general, el actual entorno regulatorio en materia energética en Latinoamérica ha sido diseñado en base a criterios de plantas de operación continua 24/7, con potencia firme, no obstante que puedan operar con factores de planta bajo por los períodos de estiaje y a consideraciones de potencia y energía asociada; se hace necesario incorporar nuevas reglas adecuados al mercado emergente con plantas de operación intermitentes y sistemas de almacenamiento, identificando nuevos y diferentes servicios que estos prestan. En particular, para Latinoamérica en el caso de almacenamiento por centrales hidroeléctricas reversibles, tomando la experiencia descrita y dado que los servicios complementarios se aplican y clasifican en los mismos términos técnicos en los sistemas eléctricos y, aunque actualmente no responden a condiciones de mercado ni tampoco se tiene definido el agente que pueda desarrollar esta actividad, se evalúa las tres categorías principales de servicios complementarios (SSCC) como Balance de Carga o de Energía, Control de Tensión y potencialmente la recuperación del servicio, como se muestra en la Tabla 2-15:

Tabla 2-15: Reglas regulatorias para los servicios complementarios que brindan las centrales hidroeléctricas reversibles

Categoría de los SSCC	Servicio del HPS	Productos	Definición	Regla Regulatoria	Implementación
Balance de Energía	Regulación Primaria de Frecuencia - RPF	Reservas	Capacidad para regular la frecuencia en respuesta a su variación y mantener la estabilidad del sistema	Definir la Reserva Primaria requerida para operación segura del Sistema, bajo contingencias “aceptables” (simulaciones eléctricas/energéticas para calcular ENS) Contingencias “aceptables” se definen en función de LOLP de referencia.	Oferta
	Regulación Secundaria de Frecuencia - RSF	Ciclajes	Contrato automático de carga y frecuencia dentro de un área de control.	El requerimiento de reserva se define en función de falla, fluctuaciones de demanda e incertidumbre de la producción de las fuentes ERNC. Se utiliza como costos de referencia valores de costo de oportunidad para hidroeléctricas y térmicas, obtenidos de simulación de mediano plazo	Oferta
	Regulación Terciaria de Frecuencia - RTF	Rampas	Aporte / Reducción de generación brindada al sistema; para aumento (rampa de subida) o reducción (rampa de bajada) para el balance	Se deben cumplir condiciones y requisitos, con el Operador del Sistema que habilita a las unidades solicitantes.	Oferta
	Carga Interrumpible		Carga que puede ser interrumpida o desconectada total o parcialmente conforme a lo establecido en el Plan de Rechazo de Cargas del Sistema, Por Subtensión o por señal específica	Se valorizan los eventos de desconexión, cuyo costo asociado se remunerará a la empresa distribuidora o cliente no sometido a regulación de precio por su retiro, una vez superado el número de desconexiones y/o tiempo de duración acumulado definido en la Norma correspondiente	Licitación
Control de Tensión	Regulación de tensión	Energía Reactiva	Servicio brindado para mantener la tensión o suplir reactivos en barras del Sistema Eléctrico dentro de márgenes aceptables y de acuerdo con normativa de calidad	La remuneración considera los siguientes costos: Costo de inversión Costo de habilitación Costo de Mantenimiento Adicional	Licitación
		Control de Tensión			
Recuperación del servicio	Plan de Recuperación del servicio	Servicios auxiliares	Reanudación del servicio luego de una eventualidad o contingencia que ocurra en el sistema	La remuneración se basa en costos: Costo de Inversión Costo de Habilitación Costo de Mantenimiento Adicional Costo de operación de instalaciones, componentes o equipos destinados exclusivamente a la prestación del servicio	Licitación / Prestación Directa

De la tabla anterior se observa que, bajo las categorías descritas se identifican productos que se pueden implementar en el mercado eléctrico a través de servicios, algunos que usualmente se brindan en el mercado mayorista de generación y por tanto su implementación, indicada en la columna correspondiente del cuadro, se da como un producto del portafolio de generación (oferta) como es el caso de la regulación de frecuencia en sus diferentes horizontes de tiempo - RPF, RSF y RTF; en tanto que los otros productos como la interrupción, la regulación de tensión y la recuperación del sistema forman parte de productos a nivel del segmento de demanda, por tanto su prestación lo pueden brindar tanto generadores, transmisores y distribuidoras en cuyo caso su implementación se puede realizar mediante un esquema de competencia a través de ofertas de suministro.

An aerial photograph of a large, kidney-shaped reservoir (lago) situated in a deep, mountainous valley. The water is a deep blue, and the surrounding terrain is rugged and forested. A road or railway line runs along the edge of the reservoir. The number '03' is overlaid in large white font on the left side of the image.

03

Organización del
Mercado Eléctrico
en países con
potencial desarrollo
de HPS

03

Organización del Mercado Eléctrico en países con potencial desarrollo de HPS

Para describir la estructura del mercado y la segmentación, para cada uno de los países que forman parte de la muestra de análisis, se describe la organización de los mercados eléctricos, así como las instituciones y actores que intervienen en el desarrollo del sector eléctrico y sus funciones correspondientes.

Se complementa la organización de mercado de estos países con una descripción de las características principales del mercado en cuanto a su magnitud, recursos y situación actual con la información técnica más reciente disponible. En ese sentido y para los fines del estudio se considera como factor relevante la oferta de capacidad de generación y la demanda del mercado eléctrico en potencia y consumo para los últimos años, los niveles de reserva y las tecnologías que forman parte de la cobertura de la demanda.

Se toman como referencia dichas variables de mercado a efectos de poder identificar los desafíos, oportunidades y riesgos que puede enfrentar la tecnología HPS dentro del sector eléctrico, compitiendo con tecnológicas predominantes en los mercados y las perspectivas de las nuevas energías renovables, de modo que se obtenga un panorama del ámbito competitivo que enfrentarán los proyectos hidroeléctricos de bombeo.

A continuación, se describe organización de los mercados de Panamá, Colombia, Perú, Brasil, Chile y Argentina.

3.1 Estructura del Mercado y Segmentación

A efectos de describir el diseño y las instituciones correspondientes bajo el cual se desarrolla cada mercado, en los siguientes cuadros se muestra de manera comparativa las denominaciones de los distintos agentes que participan desde la parte gubernamental hasta los clientes finales, pasando las entidades normativas, regulatorias, de fiscalización y la parte operativa tanto del sistema eléctrico como del mercado.

Asimismo, de las estadísticas del SIELAC – OLADE al año 2020 se muestra la oferta de generación eléctrica disponible en los sistemas eléctricos de cada país, destacando el sistema brasileño que tiene una capacidad de 173 TW, Chile que cuenta con 25 TW, Colombia dispone de 17 TW, Perú con 13 TW y Panamá con 4 TW.

En cuanto a la segmentación por tecnologías, y en línea con el objeto del estudio de desarrollo de hidroeléctricas de bombeo, en el sistema brasileño las hidroeléctricas representan el 67%, en Chile el 27%, en Colombia el 68%, en el Perú 41% y en Panamá el 46%.

Otra característica relevante es la componente térmica que, unida a la necesidad de reemplazo y al tiempo de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos, refleja el potencial que quedaría por renovar con las tecnologías renovables, en el sistema brasileño actualmente se tiene una capacidad de 24 TW, Chile que cuenta con 12 TW, Colombia dispone de 5.3 TW, Perú con 7 TW y Panamá con 2 TW. Es decir, llevar a cabo una transición sería una oportunidad para las HPS.

Tabla 3-1: Cuadro Comparativo de la Organización de Mercados Eléctricos en los Países Evaluados

	Panamá	Colombia	Perú	Brasil	Chile	Argentina
Entidad Normativa -Política	Ministerio de la Presidencia Secretaría Nacional de Energía	Ministerio de Minas y Energía	Ministerio de Energía y Minas	MME -Ministerio de Minas y Energía	Ministerio de Energía	Ministerio de Economía -Secretaría de Energía
Entidad de Competencia			INDECOPI-Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y propiedad Intelectual			ENRE
Entidades de Planificación	ETESA-Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.	UPME -Unidad de Planeamiento Minero Energético IPSE -Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas	COES-Comité de Operación Económica del SEINDGE-Aprueba Plan de Transmisión	EPE -Empresa de Pesquisa Energética	CEN – Coordinador Eléctrico Nacional	
Entidades Regulatorias	ASEP -Autoridad Nacional de Servicios Públicos	CREG -Comisión Reguladora de Energía y Gas	OSINERGMIN-Organsmo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	ANEEL-Agencia Nacional de Energía Eléctrica Agencias Estaduales (12)	CNE -Comisión Nacional de Energía	ENRE-Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Entidad de Despacho del Generación	CND -Centro Nacional de Despacho	XM -Operadores del Mercado Centro Nacional de Despacho ASIC -Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales LAC -Liquidador y Administrador de Cuentas	COES-Comité de Operación Económica del SEINDirección de Operaciones	ONS -Operador Nacional del Sistema	CDEC-Centro de Despacho Económico de Carga	Transener-Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión S.A.
Entidad del MME			COES Dirección de Transferencias	CCEE -Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica. Ambiente de contratación Regulada -ACRAmbiente de Contratación Libre -ACL		CAMMESA -Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.
Entidad de Supervisión y Control		Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	OSINERGMIN-Organsmo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería	CMSE-Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico. Superintendencia de Fiscalización	SEC -Superintendencia de Electricidad y Combustibles	
Agentes del Mercado- Oferta	Generadores Transmisores Distribuidores	Generadores Transmisores Distribuidores Comercializadores y Administradores	Generadores Transmisores Distribuidores	Generadores Transmisores Distribuidores	Generadores Transmisores Distribuidores	Generadores Transmisores Distribuidores
Agentes de Demanda Clientes	Libres y Regulados	Usuarios Regulados y No Regulados > 2MW	Clientes Regulados y Clientes Libres > 200 kW, Grandes Usuarios > 2MW	Consumidores Cautivos y Consumidores Libres	Clientes Regulados y Clientes Libres > 500 kW, Grandes Usuarios > 5MW	

Tabla 3-2: Oferta de Generación Eléctrica de Mercados Eléctricos en los Países Evaluados

Panamá			Colombia			Perú			Brasil			Chile		
Tecnologías	Potencia Efectiva Disponible	Participación	Tecnologías	Potencia Efectiva Disponible	Participación	Tecnología	Potencia Efectiva Disponible	Participación	Tecnologías	Potencia Efectiva Disponible	Participación	Tecnologías	Potencia Efectiva Disponible	Participación
	MW			MW			MW			MW			MW	
Renovables	2,264.2	59%		12,234.9	70%		5,832.8	46%		148,606.2	86%		12,637.0	51%
Hidro de embalse	842.2	21.8%	Hidro de embalse	10,448.0	60.07%	Hidro	5,154.0	40.90%	Hidráulica	109,774.1	63.5%	Hidráulica Embalse	3,421.5	13.7%
Hidro de pasada	949.3	24.6%	Hidro de pasada	1,496.8	8.61%				Hidráulica CGH	407.5	0.2%	Hidráulica Pasada	2,966.3	11.9%
									Hidráulica PGH	5,274.3	3.1%	Mini Hidráulica Pasada	520.5	2.1%
Biogas	8.1	0.2%	Biogas	11.1	0.06%							Biogas	56.0	0.2%
			Biomasa	145.3	0.83%	Biomasa	32.8	0.26%	Térmica a Biomasa	13,355.5	7.7%	Biomasa	327.9	1.3%
Eólica	270.0	7.0%	Eólica	18.4	0.11%	Eólica	365.5	2.90%	Eólica	16,572.3	9.6%	Eólica	2,134.5	8.5%
Fotovoltaica	194.6	5.0%	Solar	115.3	0.66%	Solar	280.5	2.22%	Solar Fotovoltaica	3,222.5	1.9%	Solar	3,210.3	12.9%
No renovables	1,597.8	41%		5,313.9	31%		6,780.5	54%		24,321.5	14%		12,338.0	49%
Gas	381.0	9.9%	Gas	2,537.0	14.59%	Gas natural CC	2,649.1	21.00%	Térmica-otros	535.2	0.3%	Biomasa-Petróleo N°6	88.0	0.4%
Bunker y Diesel	1,216.8	31.5%	Líquidos	1,119.0	6.43%	Gas natural	1,578.8	12.50%	Térmica a Carbón Mineral	3,017.4	1.7%	Carbón	3,876.9	15.5%
			Carbón	1,657.9	9.53%	Reserva	2,109.4	16.70%	Térmica a Gas	14,458.5	8.4%	CarbónPetróleo	701.7	2.8%
						Diesel B+R500	302.5	2.40%	Térmica a Óleo	4,026.2	2.3%	Cogeneración	18.4	0.1%
						Carbón	140.7	1.10%	Térmica bi-combustible-gas/óleo	272.2	0.2%	Fuel Oil Nro.6	144.1	0.6%
									Térmica Nuclear	2,007.0	1.2%	Gas natural	3,743.2	15.0%
									Térmica Reacción Exotérmica	5.0	0.0%	Geotérmica	39.7	0.2%
												Petróleo	20.5	0.1%
												Petróleo Diesel	3,691.0	14.8%
												Propano	14.5	0.1%
Oferta Actual 2020	3,862.0	100.0%	Oferta Actual 2020	17,548.8	100.0%	Oferta Actual 2020	12,613.3	100.0%	Oferta Actual 2020	172,927.7	100.0%	Oferta Actual 2020	24,975.0	100.0%

Del resumen de organización y oferta del mercado eléctrico se pueden formular las siguientes conclusiones:

- Los seis países, con excepción de Argentina, tienen un sector de generación con actividad y apertura hacia el sector privado en la generación.
- El diseño organizacional es muy similar, con matices propios de sus antecedentes como monopolios y operación integrada de sus mercados.
- El diseño de apertura que promovieron sus marcos normativos ha permitido el desarrollo de los sistemas de generación y han aplicado mecanismos de competencia.
- En cuanto a oferta, la capacidad total es de 231 985 MW de los cuales el 22% es de tipo no renovable con 50 638 MW y renovable el 78% con 181 347 MW.
- Las energías no convencionales como la solar y eólica sólo alcanzan el 11,3% de la capacidad instalada con 26 320 MW.

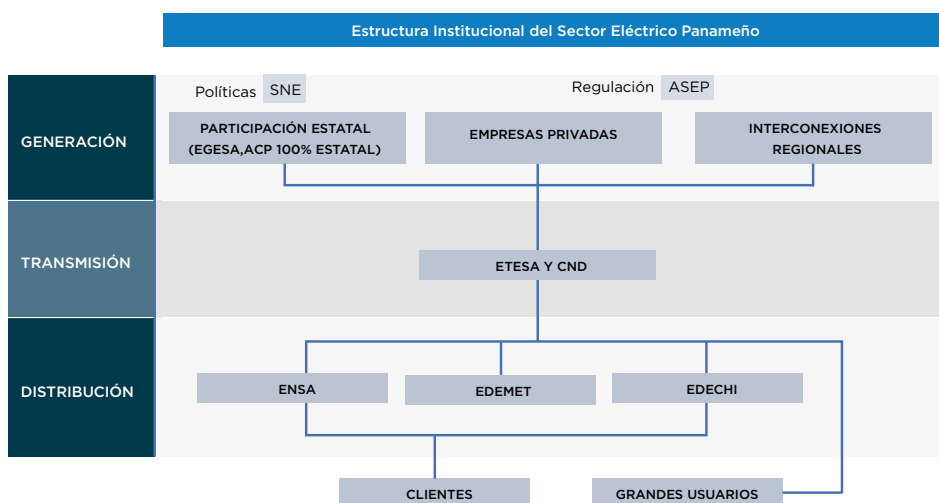
3.1.1 Panamá

Panamá fue uno de los últimos países de la región en llevar a cabo la transformación de su sector energético en la década de los años 90. La legislación que dio inicio la modernización del sector es la Ley No. 6 de 1997, que estableció el nuevo marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La nueva estructura desplazó el monopolio estatal del sector energético y permitió la participación del sector privado en los segmentos de generación y distribución eléctrica, revirtiendo así las nacionalizaciones realizadas a principios de la década de los 70.

La estructura actual del sector de energía mantiene la dirección de políticas en manos del poder ejecutivo a través de la Secretaría Nacional de Energía (SNE) y la regulación del sector lo desarrolla la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), la cual, además de velar por el cumplimiento de la legislación en el sector eléctrico, se ocupa de la legislación relacionada con telecomunicaciones, despacho de agua y su alcantarillado¹¹.

Para describir las relaciones de la organización del mercado eléctrico panameño, se muestra la Figura 3-1 que interrelaciona el accionar de las instituciones y los agentes de este sector.

Figura 3-1: Entidades del Mercado Eléctrico de Panamá



Como se muestra, los participantes del sector de electricidad y las principales empresas de generación en el sector público son la Empresa de Generación Eléctrica SA (EGESA) y la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), mientras que en el sector privado operan alrededor de 20 compañías. En el segmento de transmisión, la Empresa de Transmisión Eléctrica SA es la única participante de carácter estatal, operando desde la promulgación de la Ley 6, siendo la continuación del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) encargado de operar el monopolio estatal del sector energético hasta 1997. Finalmente, en el segmento de distribución coexisten las empresas ENSA, Edemet y Edechi. El Estado panameño posee cerca de 48% del capital accionario de ENSA, mientras que en Edemet es propietario del 48.2% y en Edechi el 47.8%, en tanto que el diferencial pertenece al sector privado.

En cuanto al mercado de hidrocarburos, en la actualidad existen siete empresas que se dedican al almacenamiento, transporte y distribución de productos derivados ubicadas en zonas libres de impuestos. Ellas se encargan de abastecer a las empresas comercializadoras de combustible y GLP que operan en el territorio nacional. Una de las empresas que destaca por sus activos es Petroterminal de Panamá, empresa de capital mixto la cual, además de manejar las instalaciones de almacenamiento más importantes del país, posee un oleoducto de 131 kilómetros que conecta las costas Pacífica y Atlántica de Panamá, las otras compañías son Petroterminal de Panamá, Panama Port Company, Petroamerica Terminal/Vitti Company, Vopak Panama Atlantic Inc., Panama Oil Terminals S.A., DECAL S.P.A. y Colon Oil And Services S.A.

11. Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética. Consejo de Gabinete de la República de Panamá. 24 de noviembre de 2020.



3.1.2 Colombia

A efectos que el sector eléctrico opere y funcione, del mismo modo que se promueve su desarrollo, en Colombia se estableció un esquema formado por entidades que establecen las políticas generales, que formulan las normas para los productos y el servicio del sector eléctrico, en tanto que por el lado de la producción, gestión y operación se encuentran las empresas de generación de electricidad, las empresas que la transportan, las que distribuyen del mismo modo que las comercializan. El objetivo de este mercado es la prestación de un servicio con criterios de calidad a un precio de mercado y sujeto a entidades que vigilan el cumplimiento de las normas existentes. En la Figura 3-2 se muestra el diseño de organización de mercado de Colombia.

Figura 3-2: Entidades del Mercado Eléctrico de Colombia

Estructura Institucional del Sector Eléctrico Colombiano		
Dirección y Políticas	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA	Presidencia de la República
Planeación	UPME e IPSE	Ministerio de Minas y Energía
Regulación	Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG -	← Ministros ← Planeación Nacional ← Comisionados
Control	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SIC	Departamento Nacional de Planeación
Operación del SIN y Administración del Mercado	XM: CND - ASIC - LAC G, T, D y Comercializadores	
	USUARIOS Y AGENTES	

En este modelo de mercado, la responsabilidad de la política se encuentra en manos del Gobierno Nacional que está encargado de diseñar la política del sector, a través del Ministerio de Minas y Energía, que cuenta con el soporte de la UPME – Unidad de Planeación Minero Energética siendo una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 1258 de Junio 17 de 2013 (Chacón & Leiva, 2016); esta entidad tiene como objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas (Palma & Torres, 2020).

En cuanto a la Regulación del mercado le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), encargada de regular la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y servicios públicos de combustibles líquidos, de manera técnica, independiente y transparente (Chacón & Leiva, 2016); promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores. Asimismo, regula los monopolios; incentiva la competencia donde sea posible y atiende oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

Por su parte la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, es una entidad con rango constitucional que, por delegación presidencial, ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas (Palma & Torres, 2020).

Para la operación del mercado se encuentra XM, encargada de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), para lo cual realiza las funciones de Centro Nacional de Despacho -CND-, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador de Cuentas de cargos por Uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional - LAC (Liquidador y Administración de Cuentas). Además de ello administra las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo -TIE- con Ecuador.

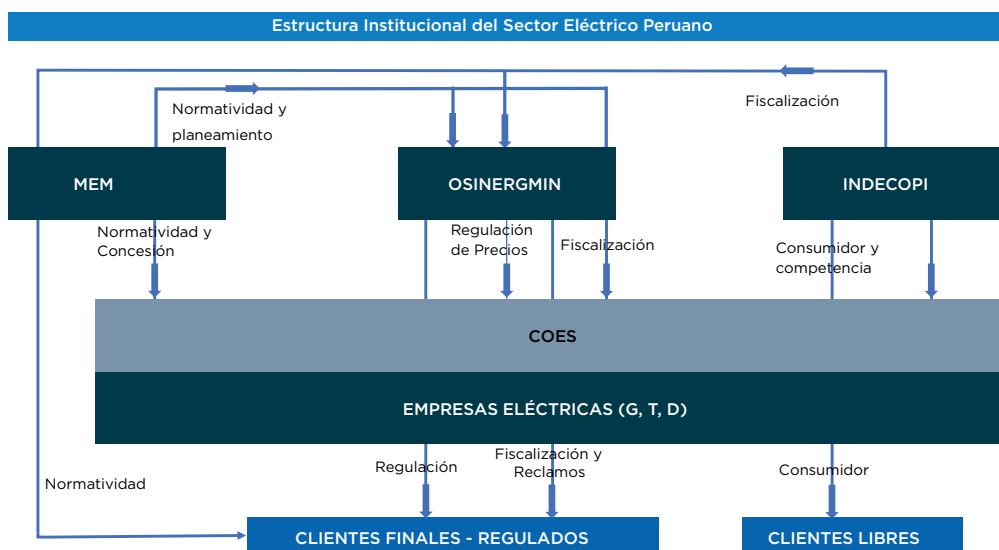
Los operadores del sector eléctrico son clasificados en las cuatro etapas (generación, transmisión, distribución y comercialización) que atienden a la demanda que está compuesta por los usuarios que se clasifican en regulados y no regulados, y los agentes que le brindan el servicio, es decir los comercializadores y las empresas generadoras de electricidad.

Los clientes Regulados, corresponden a persona naturales o jurídicas cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Quintero, 2013). En este segmento se encuentra la mayoría de los usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales. Por el lado de los Clientes No regulados, son personas natural o jurídica cuya demanda de energía supera los 2 MW, pueden negociar libremente los costos de la electricidad con los generadores y comercializadores. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores.

3.1.3 Perú

Para caracterizar al sistema eléctrico peruano, se muestra el aspecto institucional, así como las características del mercado, para lo cual en la Figura 3-3 se muestra el diseño de organización de mercado de Perú.

Figura 3-3: Entidades del Mercado Eléctrico de Perú



Perú reestructuró su industria de la electricidad en 1992 con su Ley de Concesiones Eléctricas y de su Reglamento, cuya reforma definió un mercado mayorista abierto al capital privado basado en señales de precios de mercado para promover la competencia y un marco regulatorio que fomentara la eficiencia económica en aquellos segmentos considerados monopolios naturales, como la transmisión y la distribución eléctrica.

Con ello se crearon instituciones sectoriales: el Osinergmin como organismo regulador independiente y autónomo del mercado eléctrico y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) para coordinar la operación al mínimo costo, garantizando la seguridad y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos (Ruiz & Mimbela, 2021).

Las principales instituciones del sector eléctrico son: Ministerio de Energía y Minas (MINEM): responsable de la política energética, OSINERGMIN: autoridad regulatoria, determina los precios mayoristas que se transfieren a los clientes regulados (por la cantidad de energía no adquirida en licitaciones públicas) y fija las tarifas reguladas que remuneran las actividades de transmisión y distribución, además de definir las pautas para las licitaciones públicas. La actividad de supervisión de la calidad y fiscalización del servicio también la desarrolla el OSINERGMIN. El COES es el operador del sistema encargado del despacho de las unidades de generación, de formular y proponer el Plan de Transmisión Nacional y de la administración de las transacciones comerciales en el mercado mayorista.

Como supervisor de la competencia empresarial se encuentra el INDECOPI y como entidad encargada de promover los proyectos de transmisión se creó PROINVERSIÓN: agencia de promoción de la inversión privada, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas, promueve la incorporación de inversión privada en servicios y obras públicos de infraestructura.

En el año 2006 se introdujeron importantes reformas en el marco regulatorio, con la sanción de la Ley 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica) con el objetivo de promover mayores inversiones y asegurar un adecuado suministro, a través de licitaciones de abastecimiento de largo plazo (Uribe Ingenieros EIRL, 2017). En Julio de 2016 se sancionó el DS 026-2016-EM que aprueba el nuevo Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobándose los Procedimientos Técnicos elaborados por el COES necesarios para su efectiva implementación, los que entraron en vigor a partir de enero de 2018.

Los principales aspectos operativos se resumen a continuación: Se habilita la participación en el MME de Distribuidores (sólo para abastecer a sus Usuarios Libres) y Grandes Usuarios para comprar hasta el 10 % de su demanda máxima registrada en los doce meses anteriores. Se establece un sistema de garantías para asegurar la cadena de pagos entre los participantes del mercado mayorista con saldos deudores y acreedores y además se aplica el concepto de rentas de congestión.

La generación está organizada en un mercado competitivo. Las actividades de transmisión y distribución se consideran monopólicas y por consiguiente se encuentran reguladas. Los Generadores venden energía y potencia a los Distribuidores y a los clientes libres a través de contratos, o pueden vender su producción en el mercado de corto plazo o spot, que es administrado por el COES. Para el desarrollo de las energías renovables el estado promovió subastas de electricidad mediante la compra a precios garantizados para las distintas tecnologías, dichas garantías de compra y precio han sido trasladadas a los usuarios finales.

En cuanto a la transmisión, los concesionarios están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros (open access), quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario y las compensaciones por el uso. En la parte de distribución, los Distribuidores están obligados a suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de

concesión, a tener contratos con Generadores que le garanticen su requerimiento de potencia y el suministro de energía, y a garantizar la calidad de servicio que fije su contrato de Concesión y las normas.

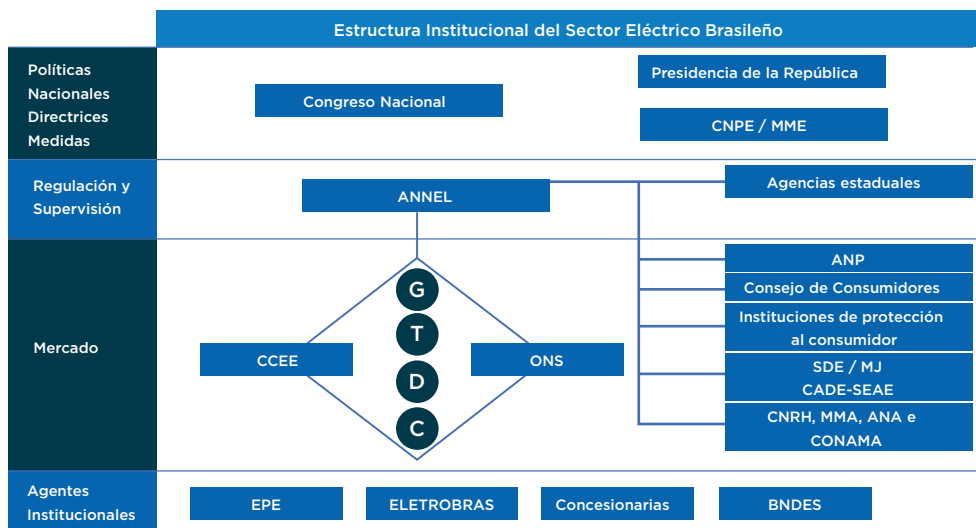
La demanda se divide en Clientes Regulados y Libres. Los usuarios libres son aquellos que tienen una demanda superior a 2 MW, y aquellos que tienen demanda superior a 200 kW también pueden optar por esta categoría, en razón a ello el número de Usuarios Libres se ha incrementado sensiblemente en los últimos años. Esto se debe principalmente al aumento de la competencia entre Generadores por abastecer en forma directa a este segmento de consumidores.



3.1.4 Brasil

Para caracterizar al sistema eléctrico de Brasil, en la Figura 3-4 se muestra el diseño organizativo del sector y se describen las principales características y funciones de las instituciones.

Figura 3-4: Entidades del Mercado Eléctrico de Brasil



Así, en el sector eléctrico de Brasil, en la actualidad, la toma de decisiones lo definen el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), el Ministerio de Minas y Energía (MME), y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). El Ministerio está a cargo del Comité de Supervisión del Sector Eléctrico (CMSE) y la Empresa de Pesquisa Energética (EPE). ANEEL tiene bajo su mando el Operador del Sistema Nacional (ONS) y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE).

En cuanto a las funciones, El Ministerio de Minas y Energía (MME) realiza la planificación e implementación de las acciones definidas por el Gobierno Federal en el ámbito de la política energética nacional. El MME tiene, diversas empresas vinculadas de tipo estatal como de economía mixta.

Por su parte el Consejo Nacional de Políticas Energéticas (CNPE) se estableció por Ley N° 9478, siendo sus objetivos: Defender el interés nacional, Promover el desarrollo, la expansión del mercado de trabajo y mejorar los recursos de energía, Proteger los intereses de los consumidores con respecto al precio, calidad y disponibilidad de los productos; Proteger el medio ambiente

y promover la conservación de la energía; Identificar las soluciones más adecuadas para el suministro de electricidad en las diferentes regiones del país; Hacer uso de fuentes alternativas de energía, a través de la utilización económica de los recursos disponibles y las tecnologías aplicables; Promover la libre competencia; Atraer inversiones para la producción de energía; Ampliar la competitividad del país en los mercados internacionales. Esta entidad asesora al presidente de la República en la formulación de las políticas y directrices nacionales en materia energética. En cuanto al Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), constituido en el ámbito del MME, fue creado por la Ley 10.848 de 2004, con la función de supervisar y evaluar constantemente la continuidad y seguridad del abastecimiento de electricidad en todo el territorio nacional. Fue reglamentada por el Decreto 5.175/2004.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es una autarquía bajo un régimen especial vinculado al Ministerio de Minas y Energía, fue creada para regular el sector eléctrico brasileño, a través de la Ley N°9.427/1996 y el Decreto N° 2.335/1997. Tiene como principales funciones: Regular la generación (producción), transmisión, distribución y venta de energía eléctrica; Supervisar, directamente o mediante convenios con agencias estatales, las concesiones, permisos y servicios de energía eléctrica; Implementar las políticas y lineamientos del gobierno federal en materia de explotación de energía eléctrica y uso de potenciales hidráulicos; Establecer tarifas; Resolver diferencias, a nivel administrativo, entre agentes y entre esos agentes y consumidores, y Promover las actividades de otorgamiento de concesiones, permisos y autorizaciones de proyectos y servicios de energía eléctrica, por delegación del Gobierno Federal.

El Operador del Sistema Eléctrico, es encargado de coordinar y controlar la operación de las instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de planificar la operación de los sistemas aislados de Brasil, bajo la supervisión y Reglamento de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). Para ello desarrolla una serie de estudios y acciones sobre el sistema y sus agentes propietarios para gestionar las diferentes fuentes de energía y la red de transmisión. La ONS está compuesta por miembros asociados y miembros participantes, los cuales son generación, transmisión, distribución, consumidores libres, importadores y exportadores de energía. También participan el Ministerio de Minas y Energía (MME) y representantes de los Consejos de Consumidores.

La CCEE agrupa a empresas generadoras de servicios públicos, productores independientes, auto productores, distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores de energía, así como consumidores libres y especiales de todo Brasil y tiene a su cargo la función de facilitar la comercialización de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, en los ambientes de contratación regulada – ACR y contratación libre – ACL. Lleva a cabo la contabilidad y liquidación financiera de las operaciones realizadas en el mercado de corto plazo, que son auditados externamente. Las normas y procedimientos de la CCEE son aprobadas por la ANEEL. En este punto, la CCEE tiene el objetivo de proporcionar un ambiente para las actividades y operaciones de comercialización de energía, proporcionando soluciones compatibles con las necesidades del mercado con integridad, transparencia y confiabilidad.

La EPE tiene como objetivo prestar servicios al MME en el área de estudios e investigaciones destinadas a subsidiar la planificación del sector energético, abarcando la electricidad, el petróleo y el gas natural y sus derivados y biocombustibles. Es una empresa pública federal, creada mediante una medida provisional convertida en ley por el Congreso Nacional. Participado en los debates sobre el sector energético brasileño, trabajando en la planificación del sector energético nacional, realizando estudios e investigaciones que culminan en la construcción de un conjunto de procedimientos y acciones encaminadas a llevar a cabo la política necesaria para el suministro de energía.

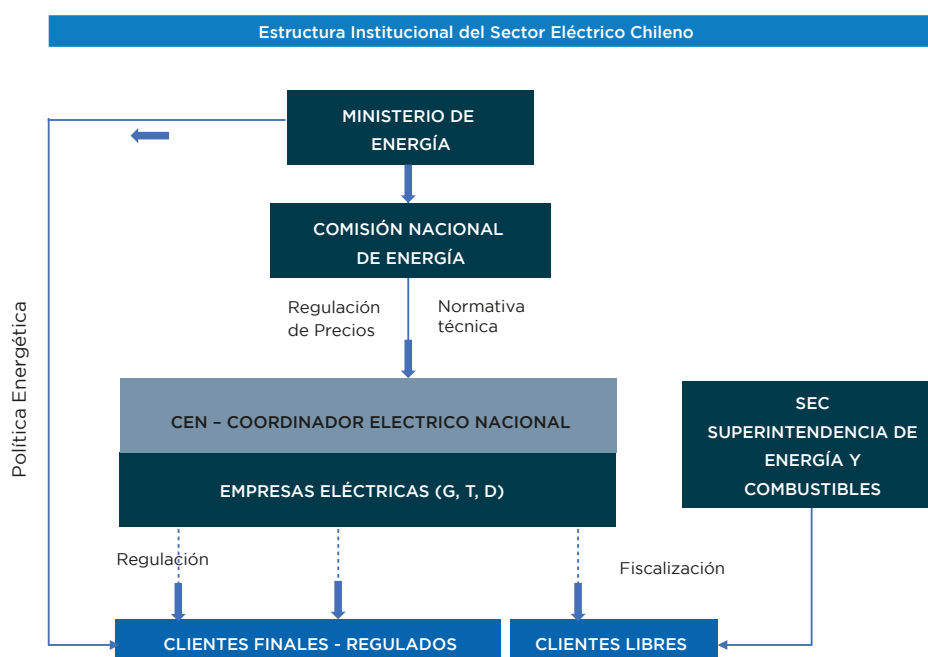
Para la consecución de sus objetivos EPE mantiene mucha coordinación con diferentes órganos e instituciones. En el ámbito sectorial, una estrecha articulación con el MME, con los organismos reguladores ANEEL, Agencia Nacional de Petróleo, Gas y Biocombustibles – ANP, Agencia Nacional de Energía. Águas - ANA, con el ONS y con la CCEE.



3.1.5 Chile

Para caracterizar al sistema eléctrico de Chile en la Figura 3-5 se muestra el diseño organizativo del sector y se describen las principales características y funciones de las instituciones.

Figura 3-5: Entidades del Mercado Eléctrico de Chile



En cuanto a la organización del mercado eléctrico chileno se destaca que este país inició los procesos de modernización y desregulación de la industria eléctrica a nivel mundial, para lo cual se emitió la Ley General de Servicios Eléctricos, en 1982, que estableció el contexto institucional para el desarrollo de una industria descentralizada y basada en la propiedad privada (Sauma, 2007), reconociendo tres segmentos en la industria: generación, transmisión y distribución de electricidad.

El Ministerio de Energía es la institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético, y asegurar el acceso a la energía de forma segura y a precios razonables. Es un organismo autónomo luego de años de ser parte del Ministerio de Minería. Tiene la responsabilidad de alcanzar un sector energético con una matriz diversificada, equilibrada y sustentable que garantice los precios razonables.

La Comisión Nacional de Energía – CNE es el ente técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica (Palma & Torres, 2020). Entre sus funciones se tienen: Analizar la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos; Fijar las normas técnicas y de calidad para el funcionamiento y operación

de las instalaciones energéticas; Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia; Asesorar al Gobierno, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

Para la coordinación del mercado, generación y transmisión de los grandes sistemas interconectados, se formó un operador del sistema, el CEN encargado de coordinar la capacidad de transmisión y generación disponibles en el sistema de modo de balancear la oferta y la demanda por electricidad (Sauma, 2007). El coordinador además propone los planes de expansión que son revisados, modificados y aprobados por La Comisión Nacional de Energía

Esta coordinación se realiza de acuerdo con las normas y reglamentos que propone la CNE. De este modo, los generadores, empresas de transmisión y distribuidoras deben acatar las órdenes emanadas del CEN.

En el sector eléctrico de Chile se tienen tres mercados en los cuales los generadores pueden vender la potencia y energía de sus centrales: 1) Entre generadores y empresas distribuidoras. Se trata del mercado para pequeños consumidores que pagan a las empresas distribuidoras un precio de energía y potencia regulado por la autoridad. 2) Grandes consumidores. Quienes libremente negocian los precios de electricidad con los generadores y 3. En el mercado Spot, donde los generadores intercambian potencia y energía en forma instantánea. Todo ello para completar o satisfacer sus contratos de venta de energía y potencia con los grandes clientes o las empresas distribuidoras; en este mercado, el precio de transferencia de la energía es definido como el costo marginal de generación del sistema, calculado en base a un despacho eficiente del parque generador (Sauma, 2007).

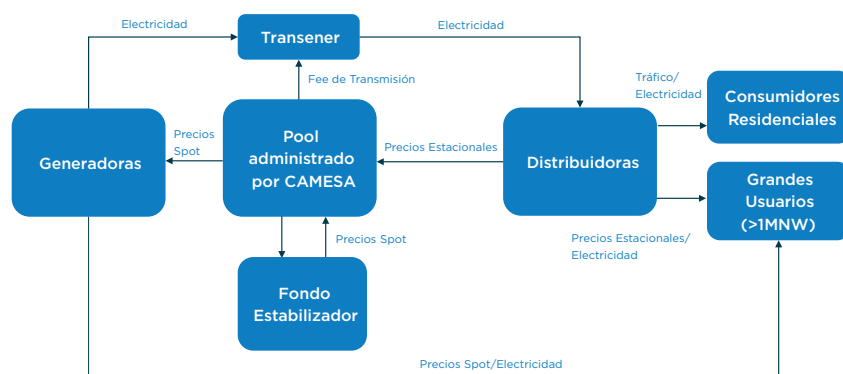
El precio de la electricidad para el usuario final corresponde a la suma del costo de generación eléctrica, el precio de la transmisión y el precio de la distribución (Valor agregado de distribución). El Mercado se divide entre Mercado Regulado y Mercado Libre.



3.1.6 Argentina

Para caracterizar al sistema eléctrico de Argentina, en la Figura 3-6 se muestra el diseño organizativo del sector y se describen las principales características y funciones de las instituciones (Pampa Energía, 2020).

Figura 3-6: Entidades del Mercado Eléctrico de Argentina



Fuente: Pampa Energía – Sector Eléctrico de Argentina ¹²

12. Recuperado de: <https://ri.pampaenergia.com/nuestros-activos/electricidad/el-sector-electrico-de-argentina/>

A través del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista), los participantes de industria de electricidad llevan a cabo transacciones como un mercado competitivo en el que los generadores, distribuidores y grandes usuarios de electricidad son capaces de vender y comprar la electricidad a precios dados por la oferta y demanda. Además, los contratos de suministro a largo plazo son permitidos.

Entre los participantes clave se encuentra CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista) que es una entidad que se encarga de la gestión del MEM y el envío de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) asegurando la calidad de electricidad y minimizar los precios al por mayor. Entre sus principales funciones, además, se encuentra la facturación y cobro de pagos de transacciones entre agentes del MEM, la compra/venta de energía eléctrica al extranjero y compra/administración de combustibles generadores aplicables del MEM.

Como organismo regulador se tiene al ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), el cual vela por el buen funcionamiento de las redes de distribución, de transporte y generación. Para la primera, su área de competencia en Buenos Aires y controla a EDENOR y EDESUR, la segunda y tercera tienen como área de competencia el territorio nacional. En el transporte regula a 7 entidades y en generación a más de 200.

El MEM clasifica a los grandes usuarios en tres categorías: GUMAs (Grandes Usuarios Mayores), GUMEs (Grandes Usuarios Menores) y GUPAs (Grandes Usuarios Particulares). Los primeros tienen la obligación de comprar el 50% de su demanda a través de contratos de suministro y el resto en Mercado Spot, mientras que los segundos y terceros deben comprar la totalidad de su demanda mediante contratos de servicio. Cabe resaltar que los grandes usuarios del MEM, a través de AGUEERA (Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina), pueden elegir dos directores titulares y suplentes en la dirección de CAMMESA.

3.2 Modelos de Despacho y Precios en los Mercados Eléctricos y Competitividad de las HPS

Para evaluar la competitividad de las HPS bajo los entornos regulatorios de los mercados evaluados, se revisan las diferencias entre los modelos eléctricos de despacho, partiendo de la identificación de productos y los mecanismos aplicados en la parte de generación y de ellos qué señales de expansión del parque se pueden tomar para que las HPS se adecuen y formen parte de los portafolios de expansión.

En general, los mercados operan con señales indicativas y participación privada, en tanto que sólo en algunos casos específicos, el estado toma la responsabilidad de construir o de promover generación adicional.

Una característica general en el mecanismo de despacho de energía es su operación centralizada, alcanzando el equilibrio de oferta y demanda y asegurando una reserva operativa lo suficientemente disponible que permite atender la demanda variable y creciente en el tiempo. El despacho centralizado opera bajo criterios de minimización del costo total del sistema, considerando los costos variables de las centrales eléctricas y la eficiencia en el uso de recursos de generación (agua, viento, combustibles, entre otros) para lo cual desarrollan modelos informáticos de despacho a tal fin.

En el mercado eléctrico de Panamá, se comercializa la potencia firme de las centrales de generación, siendo dicha Potencia Firme de Largo Plazo de una unidad generadora térmica

su potencia efectiva afectada por la disponibilidad que compromete el Participante Productor que la comercializa. En el caso de las centrales hidroeléctricas y eólicas, la Potencia Firme de Largo Plazo, se calcula como la disponibilidad que pueda brindar con una excedencia mayor al 95%, tomando en cuenta: La aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos; para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento; las características de la central; para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.

Panamá cuenta con abundante recurso hidráulico, sobre todo en el área occidente del país, debido a las características húmedas de la región donde se están desarrollando proyectos de generación hidro de pequeña y mediana capacidad; sin embargo, aún existe un alto porcentaje de capacidad de generación térmica, las cuales serán desplazadas conforme entren los nuevos proyectos, pero necesarios para los períodos de estación seca. Estas plantas termoeléctricas utilizan combustibles, principalmente como gas natural, habiéndose reducido la participación de los derivados del petróleo, el bunker y el diésel.

El despacho de energía en el sistema eléctrico se basa en costos operativos de las centrales, operando en prioridad los recursos renovables seguidos de las unidades en función a sus costos crecientes de operación. En este mercado participan Productores, conformados por los generadores, autogeneradores y cogeneradores; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros y las empresas comercializadoras de generación de otro país; pero limitados a transacciones en el mercado spot, tienen diversas opciones para participar en el mercado panameño: Mercado de corto plazo o spot, donde se realizan transacciones comerciales de energía horaria de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia de los apartamientos entre los compromisos contractuales y la realidad del consumo y de la generación y en el Mercado de Contratos, más enfocado en las generadoras de Panamá, donde las contrataciones de potencia y/o energía están reglamentadas por la ASEP a través de las Reglas de Compra (República de Panamá, 2001). Asimismo, como parte de la mayor apertura y libre mercado en el sector también se cuentan con contratos bilaterales privados entre generadores y grandes clientes, que cuentan con demandas máximas mayores a 100 kW.

Mediante los contratos de suministros se pueden establecer compromisos exclusivamente de potencia, de energía o de potencia y energía.

Panamá ha completado la parte que le corresponde del Proyecto SIEPAC, implementándose la regulación que define las transacciones en el Mercado Regional.

En el caso de Colombia, a diferencia del resto de mercados en evaluación, la operación del mercado de generación se realiza en base a precios, expresados en una oferta de los operadores de generación en términos de capacidad y precios. A través de XM se coordina la operación de la cadena productiva del sector eléctrico colombiano y se realiza la planeación de los recursos de generación, es decir, las plantas hidroeléctricas, térmicas y eólicas y los recursos de transmisión de acuerdo con la demanda de energía eléctrica, para horizontes de corto, mediano y largo plazo.

La planeación de corto plazo comprende la recepción de las ofertas diarias que presentan los generadores en la Bolsa de Energía, donde se asignan hora a hora las plantas que suministrarán la energía al día siguiente. XM, realiza esta selección con criterios de seguridad y economía para garantizar a los usuarios el servicio con estándares de calidad, confiabilidad y eficiencia.

Aquí se tienen dos mercados; el spot de corto plazo y el largo plazo, ambos operando bajo un esquema de gestión de riesgos a través de contratos.

En particular el mercado spot permite cubrir excedentes y déficit de energía de los contratos. En este caso, los agentes que realizan la actividad de comercialización, es decir los comercializadores compran / venden en el mercado spot su déficit / exceso de energía respecto a sus contratos, sin que ello implique que los contratos sean una restricción o variable para tener en cuenta en el despacho. Ello lleva a que los operadores de generación, cuando se les asigne un despacho inferior a la demanda de sus contratos tengan que comprar en este mercado spot.

En Colombia, el mercado spot opera bajo subastas de energía, con el esquema “day ahead” o día de anticipación, es decir con empresas de generación que ofertan precio y volumen de energía, trasladados a la operación como valor del costo de despacho de sus centrales, declarando también su disponibilidad operativa para el día siguiente. A diferencia de Chile y Perú, descritos a continuación, en Colombia la oferta y el pago por capacidad de las centrales se realiza de forma conjunta con la energía, es decir se considera que, con la oferta los generadores deben recuperar todos sus costos.

En el caso de Chile y Perú, el despacho de energía es centralizado y en base a costos variables de las unidades de generación, declarados y auditados, bajo el denominado “orden de mérito” a cargo del operador que define el costo marginal del sistema, calculado sobre el costo variable de la última unidad que despeja el mercado.

Lo particular de estos mercados es que sólo los generadores participan en la venta de energía el mercado spot, es decir estos agentes además de la actividad de generación también operan como comercializadores mayoristas en el mercado. La excepción radica en el mercado peruano, donde los grandes usuarios y las distribuidoras pueden participar como compradores de corto plazo, por una fracción de su demanda cumpliendo ciertos requisitos de garantías financieras.

La operación de sus mercados mayoristas es similar, también denominados mercados de generación, ambos operan con dos tipos de Usuarios: “regulados” y “libres”.

En Chile los “usuarios libres” deben tener una demanda mayor a 5 MW, con usuarios que pueden optar por esta categoría cuando su capacidad conectada sea mayor de 500 kW, en tanto que en Perú los clientes libres deben tener una demanda mayor a 2,0 MW. con usuarios que pueden optar por la categoría de “Cliente libre” o quedarse en la condición de regulado, siempre y cuando su capacidad conectada sea mayor de 200 kW.

En resumen, las generadoras venden/compran energía y capacidad al costo marginal del sistema por los excesos/déficit, respecto a la demanda de sus contratos a largo plazo de sus clientes; estando obligadas a operar de forma centralizada y transar toda su energía en el “Pool” al costo marginal.

Mercado Mayorista de Brasil

En Brasil los consumidores de energía se agrupan en tres conjuntos, en función de los requisitos y opciones regulatorias: Regulado, Libre y Especial.

Los consumidores regulados tienen las siguientes características respecto la tarifa:

- Compran al distribuidor local.
- Tarifa fijada por la ANEEL, con ajuste anual ajuste, y revisión estructural cada 4-5 años.
- Las tarifas reflejan los costos “pass-through” aprobados por la ANEEL
- Todos los clientes están regulados automáticamente y los que tienen derecho a ser libres o especiales pueden migrar a ACL (ambiente de contratación libre)
- ffi67% de la carga nacional.

Los consumidores libres tienen las siguientes características respecto la tarifa:

- Demanda contratada $\geq 1,5$ MW
- Elegir entre cualquier vendedor
- Precio negociado libremente
- Puede invertir en generación como auto generadores
- Pueden comprar energía convencional o incentivada
- ffi23% de consumo

Los consumidores especiales tienen las siguientes características respecto la tarifa:

- Demanda contratada $\geq 0,5$ MW
- Consumidor o grupo de consumidores que comparten los mismos intereses “ de facto o de jure”
- Precio negociado libremente
- Sólo se puede comprar energía incentivada
- ffi9% del consumo nacional

Por otro lado, en Brasil, se tiene el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), que es el utilizado para valorar las transacciones de energía en el Mercado de Corto Plazo, resultantes del “apartamiento” que consiste en las diferencias finales entre las cantidades contratadas y las realmente generadas y consumidas. El PLD se obtiene a partir de la aplicación por el ONS de los modelos de optimización de la operación del SIN. Estos modelos, el NEWAVE que evalúa un horizonte cinco años, con proyecciones a nivel mensual, y el DECOMP de horizonte 12 meses, encuentran la solución óptima de empleo de los embalses, arbitrando entre el beneficio presente por el uso del agua y el beneficio futuro esperado por almacenar agua reduciendo los costos esperados futuros de combustible y de falla¹³.

El PLD se determina semanalmente para cada uno de tres escalones de carga y para cada submercado, siendo igual al costo marginal que se aplica en cada submercado y está limitado por un tope mínimo y uno máximo. Los submercados de Brasil son: Norte, Noreste, Sureste/ Medio oeste y Sur. El cálculo del PLD está basado en el despacho “ex-ante”, es decir se realiza en base a la programación prevista, anterior a la operación real del sistema; no considera las restricciones de transmisión dentro de cada submercado, es decir la energía se considera como si estuviera disponible en cualquier punto del submercado con un mismo precio, correspondiendo a este un único valor dentro de cada submercado.

Por otro lado, cuando el nivel de energía hidráulica embalsada en cada submercado es inferior a cierto límite de seguridad, el ONS acciona la llamada Curva de Aversión al Riesgo, y tiene lugar la entrada de centrales térmicas y de importaciones aun cuando el costo mar-

13. Regulaciones de Mercado Eléctrico, 2008. https://sites.google.com/site/regulacionsectorelectrico/Z_informes-antiores?tmpl=/system/app/templates/print/&showPrintDialog=1

ginal de la generación hidráulica obtenido de los modelos haya resultado inferior al costo de estos recursos.

El PLD puede experimentar oscilaciones muy grandes a lo largo del tiempo. La entrada en servicio de “merchant plants” es decir centrales destinadas a la venta en el mercado spot, es poco probable, incluso en períodos como el de la sequía del año 2001 en que los precios del mercado aumentaron, ya que, durante el período de construcción de una central, es muy probable que los precios de mercado bajen nuevamente como consecuencia de la aleatoriedad hidrológica. Por lo anterior, la clave para la realización de inversiones de generación consiste en la obtención por anticipado de un contrato de suministro de energía a precios predecibles y estables.

La liquidación de ingresos por producción de energía de las centrales hidráulicas en el mercado spot se hace mediante el MRE (Mecanismo de Reasignación de Energía), que parte del concepto de Energía Asegurada de las centrales hidráulicas y cuyo propósito básicamente es distribuir, en términos contables, la energía total generada entre todas las plantas participantes en el mecanismo, hayan generado o no, buscando el uso óptimo del agua en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mitigando así el riesgo de un déficit energético). En esos sentidos, el MRE permite “equilibrar” la producción energética del país y garantizar que todas las regiones dispongan de energía necesaria, especialmente en períodos de sequía. Teniendo en cuenta que Brasil tiene una gran extensión territorial, algunas localidades son más abundantes en recursos hídricos, mientras que otras son más deficitarias. De este modo, cuando una central eléctrica produce más de lo necesario, es posible reasignar la energía a las regiones donde la generación de energía resulta por debajo de lo previsto.

En el caso de Argentina, todas las transacciones eléctricas en el sector eléctrico argentino se realizan a través del Mercado Eléctrico Mayorista, que actúa como cámara de compensación en el mercado eléctrico de característica competitiva e incluye un Mercado al Contado y un Mercado de Contratos.

Mientras los precios en el mercado al contado se establecen cada hora, como función del costo marginal de producción medido en el centro de carga del sistema, en el mercado de contratos, los vendedores y compradores acuerdan directamente las cantidades, precios y condiciones contractuales.

De esta forma, los generadores termoeléctricos e hidroeléctricos declaran los costos marginales de forma semestral y CAMMESA los utiliza para determinar la planificación estacional, minimizando el costo de la energía en el mercado al contado.

Finalmente y a manera de resumen respecto a los modelos de despacho bajo el cual se desarrollan los mercados eléctricos de los países evaluados se tienen dos aspectos distintivos en ellos: i) el modelo de despacho basado en precios con una bolsa de energía como es el mercado colombiano y un modelo de despacho basado en costos auditados como es lo que se aplica en los mercados de Panamá, Brasil, Chile, Perú y Argentina y ii) Cada categoría de usuarios tiene requisitos diferentes con respecto a las adquisiciones de su demanda de energía. Por ejemplo, en el caso de Brasil los GUMA-Grandes Usuarios Mayores deben adquirir un 50% de su demanda a través de contratos de apoyo a proyectos de energía renovables y la cantidad restante en el mercado al contado, mientras que los GUME- Grandes Usuarios Menores, GUPA-Grandes Usuarios Particulares y GUDI -Grandes Usuarios Distribuidores deben adquirir toda su demanda a través de contratos de apoyo y en el resto de los países los Grandes Clientes tienen acceso a la libre negociación con los generadores y el derecho para ello se basa en la demanda de potencia requerida, variando en función a cada mercado.

En cuanto a su competitividad en los mercados eléctricos, las tecnologías HPS muestran su potencial de inversión e ingreso a los sistemas mediante el análisis de tres puntos:

- (i) Desde el punto de vista de brindar mayor seguridad y confiabilidad de suministro eléctrico al sistema. En este caso su aporte es directo sobre la capacidad instalada de centrales ERNC¹⁴ debido a su no gestionabilidad y/o intermitencia, por ejemplo, los HPS al hibridarse o complementarse con Centrales Solares alcanzaría tal objetivo. Bajo este supuesto, la capacidad de instalación de HPS toma de referencia el tamaño o capacidad instalada de centrales solares, debiendo considerarse la complementariedad de los recursos energéticos. En caso de hibridarse, el potencial HPS en el sistema sería igual o en menor medida a la capacidad de los parques solares en el sistema, y en el caso de complementariedad¹⁵, el potencial HPS sería por lo menos la capacidad de los parques solares en el sistema, debiendo tomarse en cuenta la estacionalidad de los recursos energéticos aprovechables.
- (ii) Desde el punto de vista de producción de energía manteniendo la sostenibilidad medio ambiental y aportando a la descarbonización. En este caso su beneficio es directo sobre la producción de las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles como recurso de producción de energía cuya contaminación ambiental es alta. Bajo el análisis de este supuesto, la capacidad de instalación de HPS toma de referencia la disminución de la producción media anual de centrales térmicas.
- (iii) Desde el punto de vista del potencial hidroeléctrico existente en un país. En este caso el análisis es directo sobre la capacidad instalada de centrales hidráulicas debido a la ya existencia de la planta. Bajo el análisis de este supuesto, la capacidad de instalación de HPS toma de referencia el tamaño o capacidad instalada de centrales hidráulicas. Sin embargo, este sería el punto menos preciso, debido a que si bien es cierto existe ya la planta hidroeléctrica, también es cierto que se requiere considerar centrales hidroeléctricas con embalse, para ello se debe contar con espacio físico/geográfico que permita la implementación de HPS, además de otros factores de índole económico como los precios por la compra/venta de energía en el mercado eléctrico, entre otros.

Tabla 3-3: Comparativo de la Producción Anual 2019 - por Tecnologías en Mercados Eléctricos - Países Evaluados

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTE (GWh)								
País	Nuclear	Hidro	Térmica no renovable	Geotermia	Eólica	Solar	Térmica renovable	Total
PANANÁ		7,855	2,496		588	233	18	11,189
COLOMBIA		56,647	10,776		43	12	730	68,209
PERÚ		30,737	21,502		1,502	745	406	54,893
BRASIL	15,674	388,971	90,433	-	48,475	3,461	54,382	601,396
CHILE		23,584	41,475	214	3,257	5,119	2,527	76,175
ARGENTINA	6,453	41,384	87,727	-	1,413	108	397	137,482
Total Anual	22,127	549,179	254,408	214	55,279	9,678	58,460	949,344

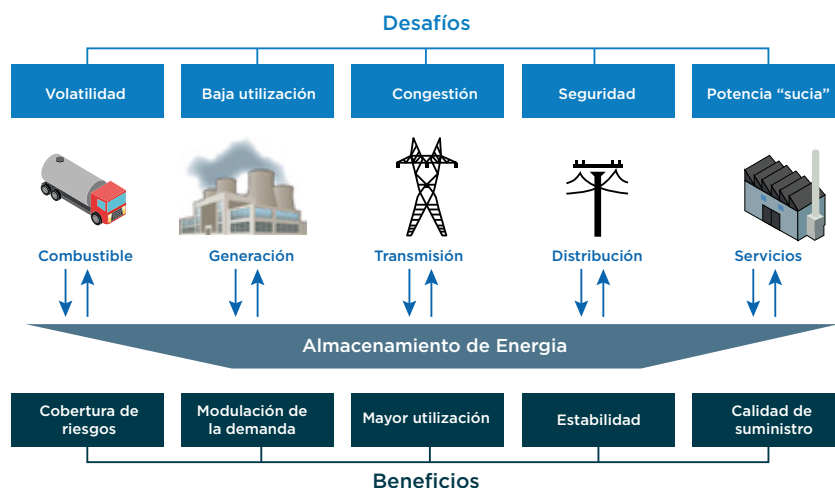
14. Energías Renovables No Convencionales (Centrales solares y Centrales Eólicas)

15. Hace referencia a complementar en magnitud el tiempo en que la Central Solar no produzca energía por la falta de su principal recurso energético

3.3 Beneficio técnico-operativo de las HPSs y tecnologías de almacenamiento como posibles incentivos en los mercados

Los beneficios técnico-operativo de las HPS se analizan desde el punto de vista de las mejoras que aportan al sistema y el beneficio del proveedor del servicio con esta tecnología; en ese sentido en el siguiente gráfico se muestran los desafíos y beneficios de los sistemas de almacenamiento.

Figura 3-7: Beneficios de los Sistemas de Almacenamiento en el Sector Eléctrico



Fuente: Real Academia de Ingeniería, 2017

La Figura 3-7 muestra la cadena general y convencional de suministro eléctrico compuesto por los tres eslabones Generación, T&D, asociados en la fuente a la disponibilidad de energía primaria y en el producto con los usuarios finales y su conversión nuevamente a otro tipo de energía o trabajo.

El esquema sugiere que los recursos de almacenamiento de energía eléctrica constituyen un sexto eslabón que integra toda la cadena de suministro, proporcionando servicios a los distintos agentes; aquí la estrategia de operación o despacho de los sistemas de almacenamiento depende de la(s) aplicación(es) concreta a las que pueden estar destinadas.

Estas aplicaciones se agrupan también en cinco categorías según donde realicen su función (Generación, T&D, demanda o servicios auxiliares) y no todas tienen la misma consideración a la hora de su despacho, diferenciándolas en función de si requieren aporte de potencia o energía al sistema.

En cuanto al beneficio del sistema se puede dar (i) por proporcionar mayor seguridad y confiabilidad al sistema y (ii) por proporcionar ahorro económico como beneficio económico social; mientras que por el lado del proveedor su principal beneficio es obtener rentabilidad por su inversión.

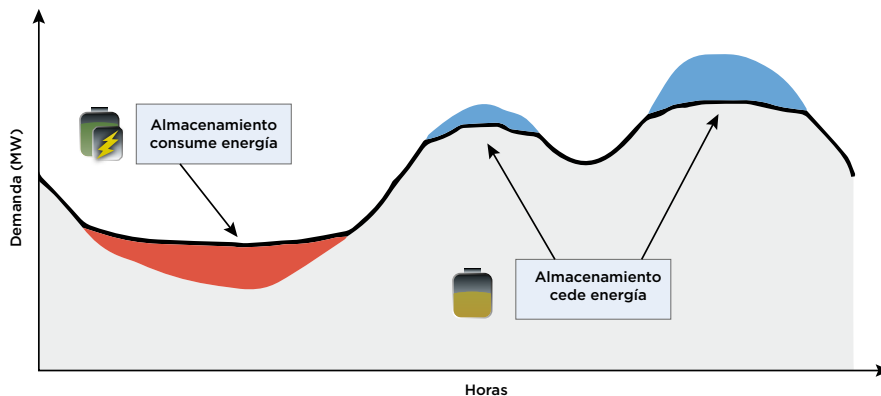
Desde su desarrollo en la década de los 60s, estos proyectos se ejecutaron como apoyo a las centrales de base, de tipo nuclear y carbón, absorbiendo los excesos de generación durante las horas valle (off-peak) y entregando la energía almacenada durante las horas pico (peak), con el fin de reducir los costos de generación térmica en horas peak, y el encendido y apagado (cycling) de las centrales.

En la actualidad, los proyectos PHS se han ampliado en gran medida, dado la serie de beneficios económicos y técnicos adicionales que se pueden alcanzar por brindar servicios como: seguimiento de carga, control de frecuencia, reserva en giro, regulación de voltaje, partida en negro, entre otros.

• Seguimiento de carga

En un sistema de potencia los cambios en la carga entre la mañana y noche son del orden de MW, lo que requiere del apagado y encendido de grandes unidades. Esto implica asumir costos adicionales de operación y mantenimiento, que se pueden reducir con la implementación de PHS que en modo generación pueden hacer el load shedding y atender rápidamente los aumentos y disminución de la demanda, dada su ventaja de contar con una capacidad de velocidad de toma de carga en el intervalo de 10%-30% de la capacidad máxima por minuto. En modo de bombeo, las centrales convencionales están restringidas y no pueden ajustar el bombeo a los requerimientos de la carga a menos que posea equipos de velocidad variables que no tienen esta limitación y pueden ajustarse en un rango de carga de 50% a 60% de la potencia nominal de bombeo.

Figura 3-8: Almacenamiento y Modulación de Demanda



Fuente: Real Academia de Ingeniería, 2017

• Regulación de frecuencia

En todo sistema eléctrico de potencia, en todo momento es necesario tener un balance entre generación y demanda de electricidad, sin embargo, la potencia que aportan los generadores no varía de forma instantánea. La velocidad del aporte de potencia de un generador puede aumentar o disminuir depende del tipo de generador. Habitualmente las unidades térmicas son lentas para variar su potencia de salida, a diferencia de centrales hidráulicas y PHS.

Una PHS con velocidad ajustable puede usar la inercia de rotación de la máquina y modular instantáneamente las fluctuaciones de potencia. La energía cinética almacenada en el rotor se puede utilizar en el caso de variaciones de carga o corto circuitos por el cambio de la velocidad del rotor. Dado que la velocidad del rotor puede ser cambiada mediante la variación de la frecuencia de las corrientes del rotor (y no sólo cambiando el flujo de la turbina), el tiempo de respuesta es más rápido que para un generador de energía síncrono convencional.

• Reserva en giro

Las PHS pueden proporcionar reserva en giro (también denominada reserva rotante) cuando esté generando por debajo de su capacidad máxima y cuando está en modo de bombeo gracias a su capacidad de interrumpir de forma casi instantánea su operación. Generalmente, la reserva en giro en el modo de bombeo para un proyecto PHS no puede ser de mucho valor financiero, porque la reserva en giro puede ser abundante en el sistema durante las horas de off-peak. Dependiendo del operador del sistema puede llegar a ser clasificado como reserva en giro cuando está en modo stand by debido a su rápida respuesta de encendido.

• Control de voltaje

En los sistemas de potencia las tensiones en barras se deben mantener dentro de las tolerancias establecidas por los códigos o procedimientos de operación. La regulación de tensión también implica equilibrar la oferta y la demanda de energía, aunque en este caso se trata de equilibrar la potencia reactiva, en lugar de la potencia activa. Un desequilibrio en la oferta y la demanda provoca un aumento o caída de la tensión en todo el sistema o parte de este. Las HPS pueden funcionar con un factor de potencia según diseño, con una banda de operación para el factor de potencia en retraso de un mínimo 85% hasta 95%.

• Aumento en la penetración de energías renovables

La combinación de la hidroeléctrica de bombeo con otras tecnologías de almacenamiento puede aumentar la penetración de las energías renovables, mejorar la seguridad operativa y reducir los costes de mantenimiento en las centrales hidroeléctricas a gran escala.

Los proyectos de HPS se evalúan determinando el tamaño óptimo de estos sistemas basados en energías renovables. Una referencia de costos de proyectos hidroeléctricos híbridos de bombeo solar indica que oscilan actualmente¹⁶ entre 0,098 USD/kWh y 1,36 USD/kWh.

El almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, cuando se combina con otras tecnologías de almacenamiento, puede proporcionar una mayor gama de servicios al mismo tiempo, mejorando la fiabilidad general del sistema; siendo uno de los principales hallazgos del estudio “Solar-wind-pumped hydro energy storage systems: review and future perspective”, realizada por científicos de la Universidad Jiao Tong de Shanghai.

Como opción tecnológica y económicamente viable, la hidroeléctrica de bombeo se utiliza para complementar el almacenamiento híbrido, actualmente hay alrededor de 129 GW de capacidad de almacenamiento de energía hidroeléctrica bombeada instalada en todo el mundo¹⁷, ubicándose los proyectos más grandes en Asia y el Pacífico (66,4 GW), Europa (51,7 GW) y América del Norte (22,9 GW).

Esta tecnología puede proporcionar una serie de beneficios, ya que puede hacer el seguimiento de la variación de la oferta y la demanda, y puede adaptarse a cambios repentinos de carga, además de mantener la estabilidad del voltaje y la modulación de frecuencia, es decir brindar los servicios complementarios de los sistemas eléctricos.

Además, puede facilitar la integración de grandes volúmenes de capacidad eólica y solar en la red, garantizando la estabilidad y satisfaciendo las demandas de los usuarios finales. También es importante mencionar la hibridación de las tecnologías solar e hidráulica de

16. Fuente: Emiliano Bellini, diciembre de 2019

17. Fuente: Emiliano Bellini, diciembre 2019

bombeo. Investigaciones al respecto, mencionan que los costos de la tecnología para los proyectos HPS y solar actualmente oscilan entre 0.098 USD/kWh y 1.36 USD/kWh.

Se dice que los proyectos que combinan la hidroeléctrica de bombeo con la eólica y la solar varían de 0,099 USD/kWh a 0,286 USD/kWh, dependiendo de las políticas, subsidios e impuestos, con períodos de amortización que van de cinco a ocho años, dependiendo del tamaño y el uso de la instalación hidroeléctrica bombeada.

La hidroeléctrica de bombeo es altamente competitiva como una solución de almacenamiento de energía a gran escala, según un informe en el año 2019 de la Universidad de San Diego County Water Authority. Los mayores costos de capital de la tecnología de almacenamiento por bombeo en comparación con el almacenamiento por batería son compensados por la mayor vida útil del almacenamiento por bombeo, lo que le da un menor costo nivelado.

• Calidad de Producto

Con la incursión de proyectos de energías renovables en los sistemas eléctricos de diversos países, el sistema se expone a una posible afectación de la calidad del producto de energía activa visto desde la frecuencia del sistema, esto debido a su no “gestionabilidad” e intermitencia en la generación eléctrica. Por ello su implementación de considerar la incorporación de mayor reserva de energía en el sistema, que implica la incorporación de almacenamiento de energía, con la finalidad de mejorar la estabilidad de frecuencia del sistema.

Por esta razón los mismos países que adoptaron diversificar su matriz energética con las energías renovables como eólicas y solares, tienden a implementar un mercado de SSCC que ayude a mantener la seguridad y confiabilidad que el sistema posea hasta antes de incorporar a estas energías renovables en su sistema.

Desde ese punto de vista, los SSCC se han hecho indispensables en todo sistema eléctrico que desea mantener un adecuado suministro de energía de productor a consumidor.

El principal beneficio que brinda los HPS en los sistemas eléctricos, con la implementación en centrales eléctricas de gran escala, es proporcionar seguridad y confiabilidad en todos los periodos diarios, semanales, mensuales en todo el año. Y otro beneficio en los SSCC es que brinda una oportunidad de negocio a los proveedores de energía como son generadores, distribuidores y comercializadores, de ampliar su portafolio de tecnología y mejorar su perfil de rentabilidad variable operativa con la provisión de reserva para los SSCC. Ello podría alcanzarse, en el caso de las empresas de generación, dejando de producir (es decir reservar) energía para cuando se necesite por regulación de frecuencia; con ello se obliga al generador a dejar de producir y en consecuencia variaría el precio de su producción, de precio marginal al precio en el mercado de SSCC.

Sin embargo, la maximización del beneficio económico se puede alcanzar, implementando los proyectos de HPS para operación continua de producción, en cuyo caso obtendría el mismo beneficio vendiendo la energía a dos precios diferenciados, una al precio marginal y otra al precio del mercado de SSCC.

• Picos de demanda

En Latinoamérica, el sector comercial e industrial puede obtener beneficios con los sistemas de almacenamiento de energía, mediante la reducción de los peak shaving (picos de demanda).

La demanda máxima o picos de demanda son esos momentos cuando existe la simultaneidad con la demanda del sistema eléctrico por mayor consumo. En los mercados, en la facturación por el servicio, además de la energía, los suministradores cobran por la demanda máxima, ya que se requiere tener disponibilidad de reserva de capacidad o almacenamiento de energía en la cantidad necesaria para suministrar la cantidad de potencia requerida en ciertos periodos del sistema.

Regularmente el sector industrial productivo demanda más energía del sistema eléctrico en horas de arranque o de alta producción; cuando esto sucede, los picos de demanda se ven reflejados en su factura eléctrica, independientemente de la cantidad de energía consumida.

La energía previamente almacenada en los sistemas HPS, puede ser utilizada durante esos picos de demanda, para no tomarlos del sistema eléctrico y con ello reducir su demanda máxima, y en consecuencia, optimizar su facturación de energía.

Las HPS pueden desarrollarse juntamente con un sistema fotovoltaico en cuyo caso se tiene la hibridación o también ser parte de una central hidroeléctrica, de modo que pueden guardar/almacenar agua (energía) en determinados periodos de poca demanda y generar con dicho almacenamiento de energía en los periodos de picos de demanda.

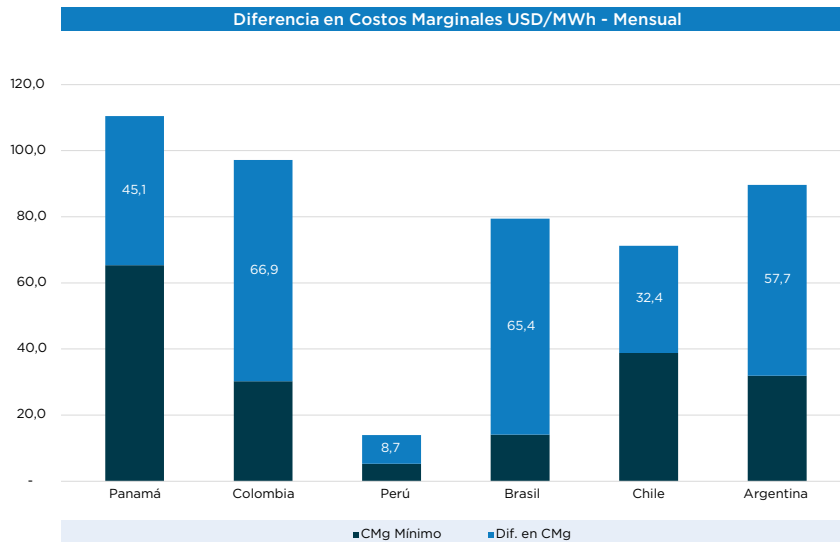
• Arbitraje de energía

Esta aplicación consiste en intercambios de energía en el Mercado Diario, siendo este el Mercado donde tienen lugar todas las transacciones para el día siguiente, ya sean compraventas de energía mediante subasta o con contratos bilaterales entre los participantes del Mercado.

El arbitraje de energía consiste en aprovechar las diferencias en los precios de la energía y abastecer el sistema de almacenamiento con energía en horarios con tarifas más económicas, para utilizarlo cuando la tarifa es más cara.

La ventaja de no consumir energía del sistema eléctrico cuando la tarifa es más alta permite grandes ahorros en la factura eléctrica.

En este esquema se aprovechan las diferencias de precios a corto plazo, tomando como una primera referencia el máximo y el mínimo precio diario. Las referencias de los mercados muestran que la diferencia en el precio diario suele ser menor respecto a las mensuales. En ese sentido para referencia de los mercados evaluados en este estudio se han calculado las diferencias mensuales entre los costos marginales, como se ilustra en la Figura 3-9:

Figura 3-9: Diferencia de Costos Marginales 2019

De las estadísticas de costos marginales del último año se observa que estas diferencias mensuales tienen máximos de 66,9 USD/MWh en el mercado de Colombia, seguido de 65,4 USD/MWh en el mercado de Brasil, en un segundo rango de diferencias se encuentra los sistemas de Panamá y Chile con valores de 45,1 USD/MWh y 32,4 USD/MWh, siendo muy pequeño el diferencial del mercado peruano que sólo alcanza a 8,7 USD/MWh, subrayándose que el valor máximo de costo marginal fue inferior a 20 USD/MWh en el año 2019, producto de distorsiones en el precio del gas natural que se usa para la generación eléctrica.

La mayoría de las empresas eléctricas, como generadoras, distribuidoras y comercializadoras, en sus contratos de suministro pactan precios con sus clientes de manera diferenciada en el día, definiendo bloques horarios para el consumo de energía eléctrica, lo cual significa que el costo de la energía dependerá del momento en que se consume.

Bajo este esquema de tarifas por bloques horarios, el precio diferenciado de la energía puede elevar considerablemente los gastos en electricidad de las empresas consumidoras de energía, sin embargo, se puede gestionar la optimización con un sistema de almacenamiento a través del arbitraje de energía.

En los siguientes gráficos, de los reportes diarios tomados de forma aleatoria de forma referencial para enero y agosto 2019, se muestran los precios horarios de electricidad en los mercados mayoristas evaluados, cuyos diferenciales o variaciones permiten tener una apreciación sobre la volatilidad que pueden tener los precios y las oportunidades de la HPS.

Figura 3-10: Costos Marginales Horarios Ene 2021- Colombia

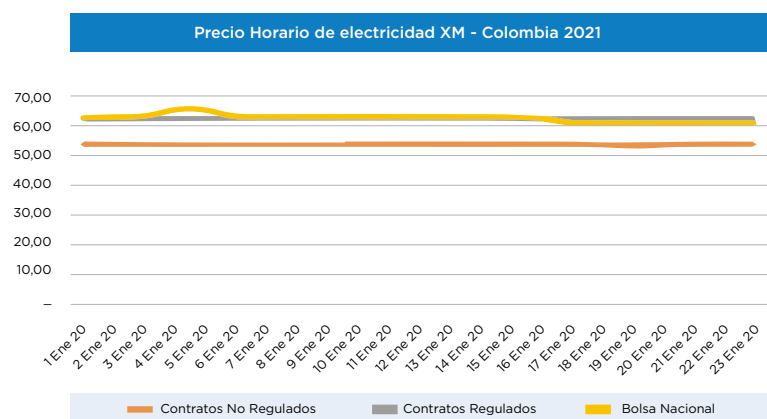


Figura 3-11: Costos Marginales Horarios Enero y Agosto 2019- Sub Mercados de Brasil

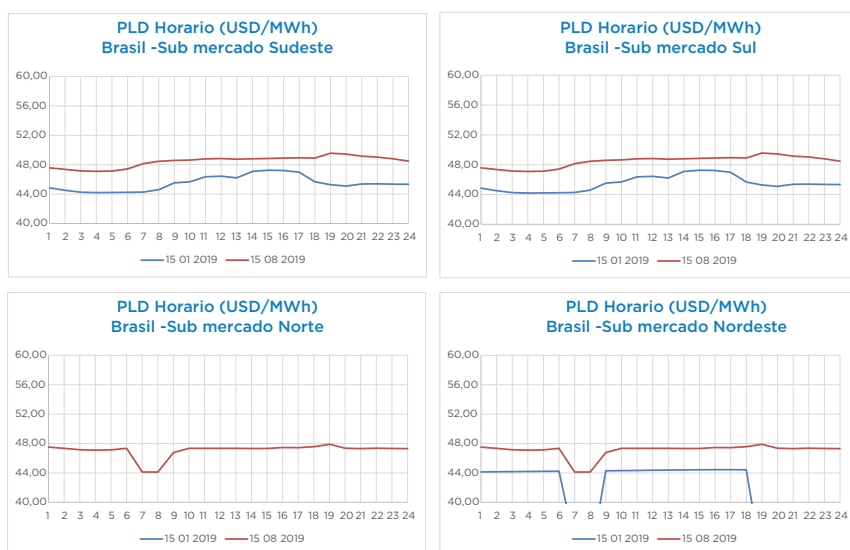


Figura 3-12: Costos Marginales Horarios Chile - Enero y Agosto 2019

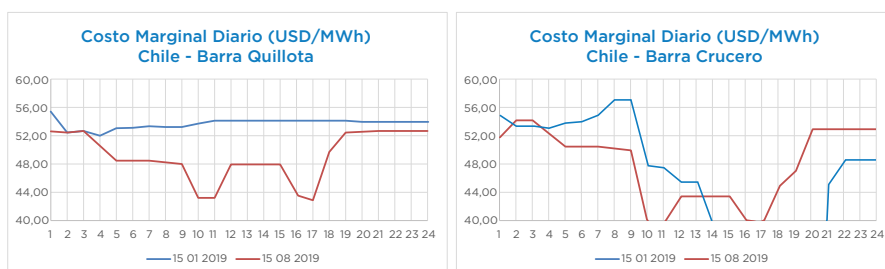
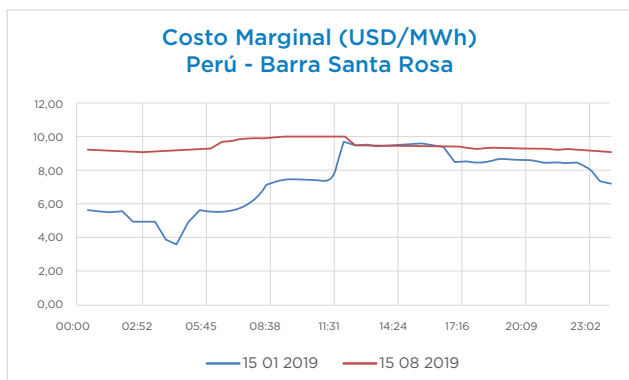


Figura 3-13: Costos Marginales Horarios Perú – Enero y Agosto 2019



Del análisis de dicha serie de precios horarios se han obtenido diferenciales en el orden de 0,7, y 3,2 USD/MWh en el sistema brasileño, diferenciales entre 1 y 46 USD/MWh para el sistema chileno, entre 4 y 11 USD/MWh para el sistema de Panamá y entre 1 y 25 USD/MWh para el sistema argentino.

En el sistema peruano los diferenciales son muy pequeños debido a un esquema donde parte del parque de generación opera a costos variables, hidroeléctricas y térmicas con combustibles líquidos, en tanto que la parte de gas natural opera bajo un esquema de precios que ha llevado a que estos operadores oferten un costo variable mínimo, originando que independiente de la estación seca o húmeda los precios de la electricidad se encuentren en mínimos históricos.

En consecuencia, a partir de este análisis aleatorio de variación de costos marginales horarios en donde se observa que potencialmente se encuentran diferenciales que podrían ser aprovechados por las HPS en los mercados de Panamá, Chile, Argentina. En el caso de Colombia la variabilidad de los precios es un factor que depende de las ofertas de los agentes.

• Ingreso económico por potencia

Esta posibilidad de beneficio se da en aquellos sistemas eléctricos donde la capacidad que puede proporcionar una central durante los períodos de máxima demanda se reconoce económicamente, es decir los llamados Ingresos por Potencia, Ingresos por Capacidad o similar, con un concepto muy similar que consiste en conseguir el objetivo de tener un grado alto de certeza de que la central estará presente en la hora de máxima demanda para brindar seguridad y confiabilidad en el suministro eléctrico.

Cabe indicar, que el beneficio es doble dado que se consigue el objetivo de salvaguardar el suministro eléctrico y por otro lado el de permitir mayores ingresos a las empresas generadoras o comercializadoras.

Sobre éste último punto, los Ingresos por Potencia, es un segundo concepto económico más lucrativo y estable de las empresas, la primera es la suscripción de contratos de mediano y largo plazo, así, estas empresas poseedoras de centrales convencionales y no convencionales tienen una oportunidad más generar ingresos vía el Ingreso por potencia y aparte le permitiría ampliar su capacidad de contratación debido a que éste incremento de capacidad está asociado al concepto de potencia firme del generador.

De los países analizados (Panamá, Brasil, Colombia, Perú y Chile), con excepción de Brasil donde se paga la potencia firme del generador, el resto de los países podrían disponer de este ingreso económico.

• Respaldo de energía

El uso más conocido de los sistemas de almacenamiento de energía es que funcionan como un respaldo de la red eléctrica para proveer energía en caso de intermitencias o apagones. Una de las diferencias que más destaca en este punto es que, en comparación con las plantas de emergencia que funcionan con combustible diésel, los sistemas de almacenamiento de energía con HPS tienen la disponibilidad y capacidad de respuesta inmediata que permite evitar los cortes por racionamiento de energía, causados por:

1. Fallas en las unidades de generación de las empresas
2. Parada de líneas de producción, generando merma de producto
3. Pérdidas económicas

3.4 Los servicios complementarios como mecanismo de remuneración de los proyectos de almacenamiento

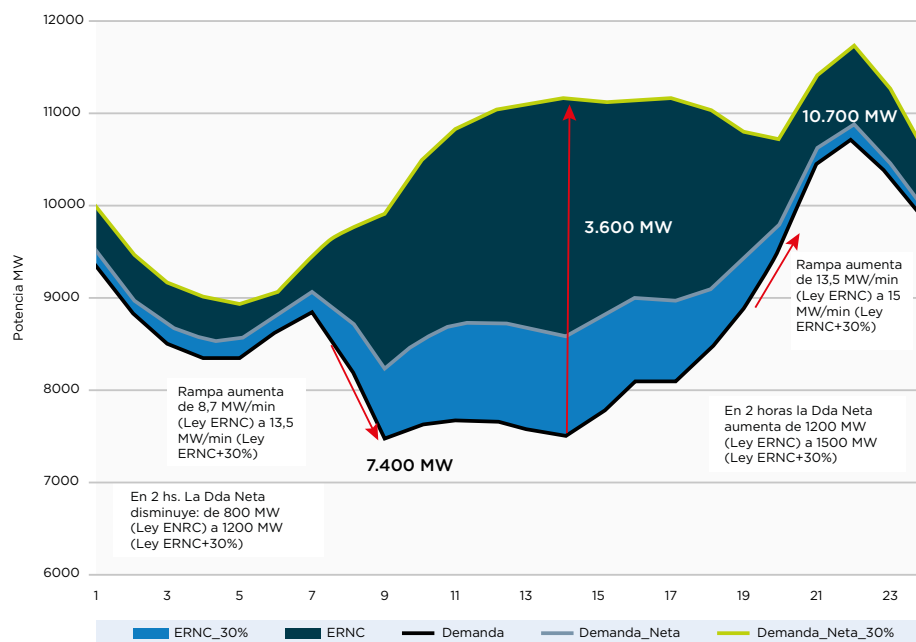
3.4.1 Mercado de SSCC para gestionar los desafíos de las energías renovables intermitentes

Un tema relevante observado en los sistemas con alta penetración de CSFV, como los mercados de California y Chile, que también tiene similitud con lo que pudiera desarrollarse en los países evaluados en este estudio, hace atractivo si se dispone de recursos de reserva hidráulica.

En el caso del sistema chileno disponía de reserva de ese tipo, pero el explosivo aumento de renovables, hace que los requerimientos de reserva aumenten notablemente, como se muestra en la Figura 3-14, en donde se indica la “curva del pato”¹⁸ para Chile y los consiguientes requerimientos de rampas visualizados por el Coordinador (el ISO chileno) para el año 2021.

18. Gráfico de la producción de energía en el transcurso de un día que muestra el desequilibrio de tiempo de la demanda máxima y la producción de energía removable, en sistemas donde hay abundante ERNC y la máxima demanda se encuentra posterior a la caída del sol, la curva tiene la silueta de un pato

Figura 3-14: Curva de Pato, sistema eléctrico chileno

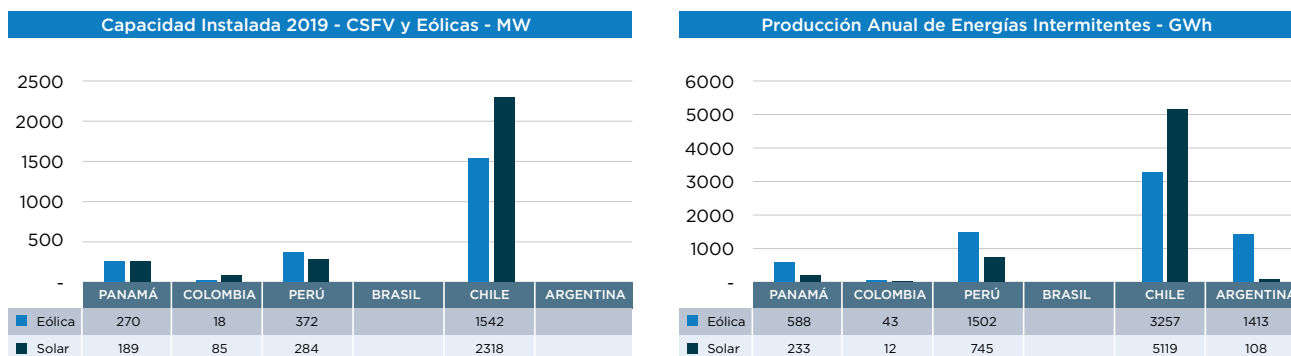


Fuente: CDEC-SING (2016)

Estudios recientes para el sistema de Chile estiman el costo para el sistema para hacer frente a estos requerimientos adicionales para posibilitar una inserción masiva de fuentes renovables considerando un horizonte de largo plazo (2022-2030). En este estudio se estimaron los costos de los servicios de flexibilidad necesarios debido a la inserción ERV en hasta US\$350 millones al año 2030, que representa un valor de 3,23 US\$/MWh por unidad de consumo¹⁹.

El mercado eléctrico de los distintos países ha experimentado un crecimiento notable de energías renovables solares y eólicas en los últimos años.

Figura 3-15: Almacenamiento y Gestión de Generación Intermitente



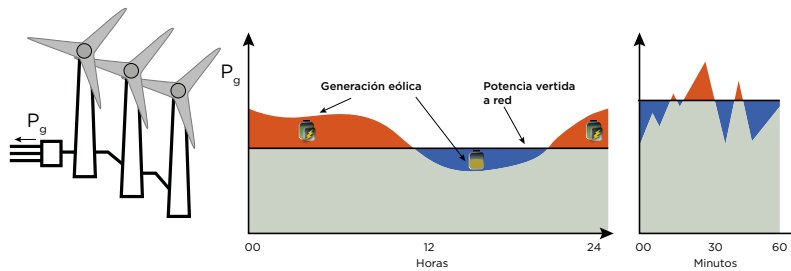
19. El valor de 3,23 US\$/MWh es solo una referencia del impacto de los costos de flexibilidad - no constituye una asignación de los mismos.

Esta irrupción de energías renovables ha llevado a un cambio en la composición del parque generador en muchos sistemas eléctricos. Hasta antes de la llegada de importantes ingresos de energías renovables, no había mercados formales de SSCC, pero si posiblemente remuneración por capacidad que compensaba a los generadores por tener disponibilidad de reserva.

El sistema había funcionado de esta forma desde sus inicios, pero la gran penetración de renovables y la interconexión de los sistemas, han llevado a las entidades reguladoras a la creación de un mercado de SSCC, para lo cual se han desarrollado reglamentos de acuerdo con las características de su sistema.

Los sistemas HPS permiten modular la generación de origen renovable no gestionable, como es el caso de la eólica o la fotovoltaica; en este caso el sistema de almacenamiento permite evitar cambios bruscos en el nivel de generación, haciendo que el aporte al sistema sea predecible y le aporte incluso cierta capacidad de programación, como se muestra en la Figura 3-16, observándose que al disminuir la necesidad de suplir los cambios bruscos en la generación renovable con las distintas reservas del sistema, se compensan con los recursos de almacenamiento, aumentando la fiabilidad del sistema.

Figura 3-16: Almacenamiento y Gestión de Generación Intermitente



Fuente: Real Academia de Ingeniería, 2017

La Tabla 3-4 muestra entonces la transición de los SSCC tomando como referencia el año 2020 en Chile, dado que este país tuvo una súbita penetración de energías renovables no convencionales en muy corto tiempo, por lo que tuvo que tomar diversas medidas normativas y mecanismos para la seguridad operativa y para conseguir un Mercado de SSCC que lo provea.

Se visualiza entonces que Chile actualmente tiene un marco regulatorio donde interactúa un mercado basado en costos auditados para la energía con un mercado basado en subastas para las reservas, los cuales se co-optimizan para determinar los precios de cada producto.

Tabla 3-4: Marco regulatorio de los SSCC de Chile

Categoría	Servicio	Antes 2020 Requerimientos y operación establecidos por el Coordinador (no hay mercado/competencia)	A partir del 2020 Mercado competitivo	
			Mecanismo de implementación	Frecuencia del proceso
Balance	Control rápido de frecuencia	No existe	Licitación	Determinado por Coordinador
	Control primario de frecuencia	SIC: Pago despreciable SING: Costo de oportunidad pagado por los generadores	Subasta	Diario
	Control secundario de frecuencia	Costo de oportunidad pagado por los generadores	Subasta	Diario
	Control terciario de frecuencia	Costo operacional pagado a través del costo marginal	Subasta	Diario
	Desconexión de carga y generación	Servicio existe, pero no es pagado	Licitación o prestación directa por orden del Coordinador	Anual
Control de tensión	Control de tensión	Capacitores: considerados como equipos de transmisión Energía reactiva: no es pagada	Licitación	Determinado por Coordinador
Recuperación de servicio	Partida Autónoma	Pagado	Licitación	Determinado por Coordinador

Di Avante, 2020

3.4.2 Clasificación de los SSCC desde el punto de vista de cómo se adquiere

En este numeral se revisan los criterios para tener un buen funcionamiento del mercado de SSCC, poniendo especial énfasis en el tratamiento de ellos cuando existe alta penetración de energías renovables intermitentes, situación que afecta principalmente a los Servicios de Balance.

Para efectos de este análisis, es conveniente clasificar los SSCC de acuerdo con la forma como se adquieren: Los que se obtienen a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y los que se obtienen en el despacho diario a través de mercados de corto plazo.

• Vía Contratos a largo plazo

Se emplea generalmente para los SSCC de naturaleza local y que usualmente se provee desde un pequeño número de instalaciones, con el riesgo de poder de mercado si se implementara un mercado a corto plazo basado en ofertas. La demanda de estos servicios no varía significativamente a lo largo de las horas del año, lo que facilita la formación de acuerdos de suministro a largo plazo para estos servicios. Control de voltaje y Planes de Recuperación de Servicio, con productos tales como partida autónoma son ejemplos de SSCC que tienen estas características.

Asimismo, el aseguramiento de compromisos del servicio a largo plazo se podría implementar mediante subastas que generan obligaciones de una cantidad amplia de años. A través de este mecanismo se promueve que las centrales realicen las inversiones necesarias para poder brindar este servicio.

• Vía el mercado de corto plazo

Por otra parte, SSCC que tienen menos demandas locales, que pueden ser proporcionadas por más recursos y tienen una demanda que puede variar significativamente a lo largo de las horas del día y el año se venden generalmente a través de mercados de corto plazo basados en ofertas. Las reservas operativas que abordan el control de frecuencia y administran las contingencias a corto plazo se ajustan a estas características y, por lo tanto, generalmente se compran en mercados horarios en muchos mercados mayoristas de electricidad a nivel mundial.

Una propuesta regulatoria para SSCC de este tipo debe distinguir entre estos dos tipos, dada su naturaleza tan distinta. Un caso particular es el Control rápido de frecuencia, que podría estar en cualquiera de las dos calificaciones, pero que normalmente se obtiene a partir de contratos a largo plazo, por estar asociada a equipos específicos, como volantes de inercia, BESS y por qué no incluir también los HPS.

La Tabla 3-5 a continuación resume los SSCC desde el punto de vista de cómo se adquieren.

Tabla 3-5: Clasificación por la forma de adquirir los SSCC

Através de mediano y largo plazo con instalaciones específicas que lo proporcionan	En despacho diario, generalmente a través de mercados de corto plazo
Naturaleza local	Tienen menos demandas locales
La demanda de estos servicios no varía significativamente a lo largo de las horas del año, lo que facilita la formación de acuerdos de suministro a largo plazo para estos servicios	Pueden ser proporcionadas por más recursos
Control de voltaje y Plan de Recuperación de Servicio son dos servicios que tienen estas características	Tienen una demanda que puede variar significativamente a lo largo de las horas del día y año
	Las reservas operativas que abordan el control de frecuencia y la administración de contingencia a corto plazo se ajustan a estas características

Di Avante, 2020

Con respecto a adquirir los servicios complementarios anteriormente descritos, y señalados en el cuadro resumen Cuadro 3.11, se evidencia que los sistemas de almacenamiento de energía pueden adquirirse vía dos mecanismos (i) Contratos a largo plazo y (ii) mediante Ofertas en el Mercado de Corto Plazo. Por tal razón los HPS tienen una gran oportunidad de proveer dichos SSCC en los países analizados, dependiendo si estos mecanismos están abiertos en su respectiva normativa.

Para el caso de Contratos a largo plazo, los países como Panamá, Colombia, Brasil, Perú y Chile (países analizados) cuentan en su sistema de SSCC con este mecanismo, por lo que estos países son potencialmente un mercado para adquirir los servicios a partir de los HPS, con excepción de Colombia y Panamá, el cuál este mecanismo es no remunerado en comparación con los países antes mencionados.

3.5 Experiencias y Modelos de Negocio para Proyectos de almacenamiento de energía y HPS

3.5.1 Caso Empresa Minera - Perú

En cuanto al experiencia y/o modelo de negocio, el presente reporte corresponde a un nivel de Estudios Básicos y determinación de capacidad para HPS, cuya evaluación tuvo lugar en Perú para el sector minero con el objetivo de evaluar, a nivel conceptual, dos sitios hidroeléctricos identificados, que podrían proporcionar energía al complejo minero.

Los sitios potenciales incluían el análisis de almacenamiento para bombeo o central reversible a ser ubicado entre dos lagunas vecinas.

El alcance del estudio desarrolló y evaluó dos alternativas, elaborando el concepto básico del proyecto, definiendo las diferentes opciones para su desarrollo (diseño conceptual, ubicación de los principales componentes del proyecto y potencia instalada adecuada); realizar estimaciones de CAPEX y OPEX para cada alternativa seleccionada.

Con el estudio se identificaron los retos de construcción, los riesgos asociados, los costos y el cronograma, con una evaluación económica y financiera de los esquemas

Aspectos de Formulación de Alternativas

La referencia de Fase 3, “Estudio de Alternativas” definió esquemas viables a ser desarrollados en Fase posterior, evaluando costos, calendario de construcción, identificación de interferencias e impactos ambientales y la evaluación económica que permitirá decidir sobre el futuro desarrollo del proyecto.

Los estudios determinan la alternativa de menor costo y la potencia instalada; el procedimiento utilizado fue el de elaborar el diseño de componentes principales, con el correspondiente cálculo de cantidades y costo de construcción para cada potencia instalada y para cada alternativa, comparando los costos de generación.

Los diseños preliminares cuantificaron cada componente del proyecto, y para cada alternativa, es decir se definieron criterios básicos de diseño para las obras civiles, hidráulicas y parte de geotécnica. Fue necesario, como parte del estudio de las alternativas, desarrollar el dimensionamiento de las obras hidráulicas con el fin de proporcionar la base para el cálculo de cantidades y costos para cada alternativa.

La evaluación se realizó con costos de compra de energía, sin otra información “comercial” que puede afectar la evaluación de las alternativas y selección de potencia. La optimización de potencia instalada en el sitio se basa en la potencia instalada que resulta del costo total de la inversión del proyecto, expresado en \$ / kW o la tasa interna de retorno (que resulta en la misma clasificación de las alternativas). El análisis se basa en la comparación de esquemas con un rango de potencias instaladas de 80 MW a 140 MW. La demanda máxima de la mina es del orden de 130 MW, aplicando el mismo rango de capacidades para las alternativas dado que la caída en cada alternativa, y el caudal de planta, son esencialmente los mismos; a excepción de la alternativa D. En la Tabla 3-6 se describen los aspectos relevantes de cada alternativa evaluada.

Tabla 3-6: Proyecto HPS – Alternativas Evaluadas, CAPEX y OPEX

Alternativa	Conducto a Presión	Obras Civiles	Presa	Casa de Máquinas	Caminos de acceso
C1	Túnel de 450 m y tubería de acero 1250 m	Presa toma y túnel. Tubería y Soportes	Las obras incluyen presa	Casa de máquinas en superficie	Carretera de acceso y caminos menores
C2	Túnel de 450 m, pique de 90 m, túnel de 1100 m y tubería de 80 m	Presa toma y túnel	Las obras incluyen presa	Casa de máquinas en superficie	Carretera de acceso y caminos menores
D	Túnel de 700 m, pique de 100 m y túnel de 1250 m	Presa toma y túnel. Tubería y Soportes		Casa de máquinas subterránea	Nuevo camino de acceso de 1,2 km, en terreno escarpado
G		Tubería y Soportes	Presa ajustada a la geometría local. Tipo CCR (Concreto Compacto de Rodillo); CFRD.	Casa de máquinas en superficie	Carretera de acceso y caminos menores

Resumen de resultados de la evaluación

La evaluación y comparación se realizaron con un modelo financiero que tomó en cuenta los costos de pérdidas de energía y parámetros comerciales.

Se determinó que la potencia instalada factible estuviera directamente relacionada y limitada por el volumen útil en el reservorio. El costo de incrementar el volumen útil en la laguna fue incluido en el proceso de optimización para la selección de la potencia instalada. El resumen de alternativas se muestra en la Tabla 3-7:

Tabla 3-7: Proyecto HPS – Alternativas Evaluadas, CAPEX y OPEX

Alternativa	Potencia generada (MW)	CAPEX Total (Mill. USD)	CAPEX Por MW (Mill. USD)
C1	80	117.5	1.47
	100	145.5	1.45
	120	174.4	1.45
	140	204.2	1.46
C2	80	106.9	1.34
	100	131.1	1.31
	120	156.6	1.31
	140	183.4	1.31

Tabla 3-7: Proyecto HPS – Alternativas Evaluadas, CAPEX y OPEX
cont

Alternativa	Potencia generada (MW)	CAPEX Total (Mill. USD)	CAPEX Por MW (Mill. USD)
G	80	138.4	1.73
	100	169.4	1.69
	120	199.1	1.66
	140	229.8	1.64
D	80	167.0	2.09
	100	200.0	2.00
	120	235.1	1.96
	140	266.9	1.91

En cuanto a los indicadores de productividad de cada una de las alternativas se consideraron capacidades de 80 a 140 MW con factores de planta del orden de 20%.

Tabla 3-8: Proyecto HPS – Energía Generable de las Alternativas HPS

Alternativa	Potencia generada (MW)	Energía Generado GWh/año	Potencia Demandada MW	Energía Demandada GWh/año
C1	80	146.0	35.7	130.3
	100	182.5	44.4	162.1
	120	219.0	53.1	193.8
	140	255.5	61.5	224.5
C2	80	146.0	35.0	127.8
	100	182.5	43.3	158.0
	120	219.0	51.9	189.4
	140	255.5	60.7	221.6
G	80	146.0	34.7	126.7
	100	182.5	43.3	158.0
	120	219.0	51.7	188.7
	140	255.5	60.2	219.7
D	80	146.0	34.5	125.9
	100	182.5	43.0	157.0
	120	219.0	51.5	188.0
	140	255.5	59.9	218.6

En cuanto a la evaluación, se asumieron los inputs y supuestos siguientes:

- El período de evaluación económica - 40 años;
- Se asumió que el 100% del financiamiento es con capital propio;
- Se asumió 1 año de inversión inicial en esta etapa del Estudio;
- Se consideró una tasa de descuento del 10%, como rendimiento mínimo requerido
- Se aplicó una tasa de depreciación de 20% anual

Tabla 3-9: Proyecto HPS – Resultados de Evaluación Económica de Alternativas

Alternativa	Potencia generada (MW)	CAPEX Total (Mill. USD)	NPV (Mill. USD)	IRR (%)	Período Recuper. (años)	Beneficio CostoVP Benef./Inv. Inic.
C1	80	117.5	22.7	12.3	7.5	1.19
	100	145.5	29.5	12.4	7.4	1.20
	120	174.4	34.6	12.3	7.4	1.20
	140	204.2	39.5	12.3	7.5	1.19
C2	80	106.9	34.9	13.8	6.4	1.33
	100	131.1	46.5	14.2	6.1	1.36
	120	156.6	55.4	14.1	6.2	1.35
	140	183.4	62.4	14.0	6.2	1.34
G	80	138.4	3.3	10.3	9.5	1.02
	100	169.4	7.4	10.5	9.0	1.04
	120	199.1	12.3	10.7	8.8	1.06
	140	229.8	16.1	10.8	8.7	1.07
D	80	167.0	- 25.6	8.2	12.2	0.85
	100	200.0	- 23.3	8.6	11.7	0.88
	120	235.1	- 24.0	8.8	11.4	0.90
	140	266.9	- 21.2	9.1	11.1	0.92

Las conclusiones de los resultados de esta evaluación conceptual para una planta reversible, tomados de la experiencia minera en Perú, fueron los siguientes:

La capacidad óptima para las alternativas C1 y C2 sería 100 MW con favorables indicadores de TIR y B/C.

La capacidad óptima en la alternativa G sería 140 MW en el rango evaluado, sin embargo, en esta opción la limitante podría ser el recurso hídrico;

En la alternativa D no se definió un óptimo económico en el rango evaluado, y también se tenía como restricción el recurso hídrico;

La conclusión de este estudio consistió en validar el consumo de energía para el bombeo de agua al embalse superior en horas fuera de punta que ocasionaría una mayor contratación de potencia y evaluar el impacto en el costo del proyecto, en la evaluación se consideró 1.5 USD/kW-mes por la compra de potencia en horas fuera de punta que exceda los 170 MW contratados.

3.5.2 Barreras Técnicas y Operativas para el desarrollo de modelo de negocio

En los países de Latinoamérica evaluados predomina una organización con mercado de futuros, un mercado diario o spot (day ahead o intra-day markets), y un mercado de ajustes, con mecanismos de provisión de servicios auxiliares, y un mercado minorista. Para mantener la frecuencia de la red y la estabilidad del sistema, la generación y la demanda deben equilibrarse en tiempo real, lo que se consigue mediante los mecanismos de ajuste y los servicios auxiliares.

En lo que respecta a los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, los modelos de negocio que podrían aplicarse dependen de la funcionalidad exigida y de su localización en la red. También dependen de las estructuras de mercado y regulatorias que permitan el acceso a determinadas fuentes de ingresos y que incluso pueden determinar la propiedad de los recursos.

Se observa que los procesos de transición muestran una tendencia cada vez mayor a la “descarbonización” del sector eléctrico, con un crecimiento sostenido de generación renovable de tipo variable o intermitente en los sistemas eléctricos, lo cual implicará una necesidad de recursos de almacenamiento, y de reforma en las estructuras regulatorias y organizativas de los mercados de modo que los HPS se integren adecuadamente en el portafolio de generación. La literatura consultada muestra que las barreras que impiden el desarrollo de los sistemas de almacenamiento dependen en gran medida del grado de separación de actividades en el sector eléctrico.

En ese sentido, en los mercados evaluados que tienen separación de actividades en el sector eléctrico, los beneficios de los recursos de almacenamiento como los HPS serán difíciles de cuantificar, debido al elevado número de objetivos y agentes involucrados. Asimismo, no se cuentan con referencias de costos de estas tecnologías respecto a proyectos convencionales alternativos para casos específicos, es decir se tiene poca experiencia en la explotación de sistemas de almacenamiento HPS en los sistemas eléctricos, más allá de hidroeléctricas, u observándose iniciativas de modificación tanto de la regulación aplicable como de los mecanismos de mercado que faciliten el desarrollo de estos sistemas de almacenamiento.

En cuanto a las barreras al desarrollo de los sistemas HPS se pueden clasificar en barreras asociadas a la estructura regulatoria del sector eléctrico y en las barreras asociadas al mercado eléctrico.

Barreras Regulatorias

- La organización de los mercados no cuenta con una definición del tipo de agentes que pueda desarrollar estos proyectos, dado que los sistemas de almacenamiento pueden actuar como empresas de generación, consumidores, o incluso como un activo de transporte o distribución, debiendo enmarcarse esta tecnología en la regulación actual.
- Los incentivos de las subastas aplicadas para otras tecnologías que, aunado a la ausencia de proyectos y de estándares técnicos y procedimientos, dificulta el análisis económico, el diseño y la explotación de estos sistemas, disuadiendo a los posibles inversores, es decir la aversión al riesgo.
- La ausencia de una regulación para la provisión de servicios complementarios y los productos que se consideren como tal, representa una limitación para las tecnologías de almacenamiento para su participación en los distintos mercados.

- La forma de remuneración de los productos a ser comercializados como servicios complementarios dificulta la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados spot, ya que no se cumple con los requisitos establecidos por el esquema regulatorio, ya sean técnicos o económicos, para la participación en los mismos.
- Otra de las barreras y quizá una de las más relevantes es lo asociado a su aceptación social y ambiental, por cuanto el impacto de las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo, desde el punto de vista constructivo por su ubicación específica para desarrollarlo, es similar a las hidroeléctricas convencionales y requiere superar aspectos sociales y ambientales.

Barreras Operativas

- La ausencia de procedimientos operativos que considere la necesidad de recursos de flexibilidad para los distintos agentes.
- La principal barrera operativa en los mercados como Panamá, Chile Y Perú está asociados a la plena disponibilidad 24/7 requerida para que este tipo de proyectos alcance el denominado pago de capacidad, que para la generación puede representar el 10% de los ingresos.
- Del mismo modo se constituye en una barrera el costo de inversión de la tecnología HPS, considerando la tendencia de reducción en el costo de inversión de las tecnologías intermitentes como la solar y la eólica.
- En tanto la participación de energías renovables en las matrices de generación eléctrica de los sistemas eléctricos es aún bajo, inferior al 12% con excepción del sistema chileno, las necesidades de flexibilidad se reducen.
- La presencia importante en la matriz de generación del componente térmico convencional como las plantas a gas natural, carbón y combustible diésel y su participación en el corto plazo para la flexibilidad de los sistemas es otra de las barreras operativas que permiten prescindir de las HPS como alternativa de solución.
- Actualmente el pago por los servicios de reserva y otros servicios complementarios es muy bajo y no tiene en cuenta la flexibilidad y velocidad de respuesta que proporcionan los sistemas de almacenamiento en comparación con la generación convencional, a lo que se añaden las penalizaciones asociadas al incumplimiento del programa comprometido como resultado de los distintos mercados y mecanismos de ajuste, lo que complica la operación en el caso de agentes que necesitan participar simultáneamente en los distintos mercados y servicios complementarios, como es el caso del almacenamiento.

La situación actual descrita para los mercados, la posibilidad de incorporar recursos de almacenamiento HPS de parte de las transmisoras y distribuidoras, y del propio operador del sistema, aún no configura una ventaja competitiva en la prestación de servicios complementarios.


Como consecuencia directa de lo señalado, es incierto estimar potenciales ingresos en los mercados y provisión de servicios complementarios por parte del almacenamiento, por los esquemas de costos de combustibles fósiles como el gas en los mercados de Perú y Chile, además de decisiones y conflictos entre los distintos agentes.

En particular, como antes se ha mencionado, en los sistemas de Perú, Chile y Panamá el pago de la capacidad en el mercado mayorista representa una restricción para las tecnologías de almacenamiento, dado que el diseño de mercado no consideró esta condición operativa ni dicha tecnología, a diferencia de otras industrias del sector energía, como el gas natural, petróleo o incluso el carbón, donde se alcanzan eficiencia y se pueden optimizar los costos de oportunidad ante mayores requerimientos y precios gracias a la posibilidad del almacenamiento.

Bajo este nuevo escenario de contar con capacidad de almacenamiento, antes no previsto en los sistemas eléctricos ni en las reglas de operación de los mercados por la simultaneidad entre la producción y el consumo, tomando la referencia de industrias similares, se hace relevante introducir definiciones que permitan identificar y valorar o “costear” el producto “almacenamiento de electricidad”, que tiene características diferentes del consumo y de la generación.



04



Marco Regulatorio
del Sector Electricidad
y su impacto en las HPS

04

Marco Regulatorio del Sector Electricidad y su impacto en las HPS

4.1 Marco Regulatorio del sector eléctrico y aspectos relevantes para las HPS

La revisión del marco regulatorio del presente numeral tiene como objetivo identificar los esquemas de formación de precios en el mercado eléctrico de los países en análisis a efectos de conocer las condiciones y oportunidades de operación y de rentabilidad para los proyectos hidroeléctricos de bombeo.

En ese sentido a continuación se describen los segmentos o negocios del sector eléctrico de cada mercado y el orden de precios ya sea como producto principal, es decir como energía y potencia, o como servicio complementario en aquellos mercados donde estos servicios cuentan con un modelo de remuneración.

A continuación, se muestra la Tabla 4-1 referencial de tarifas de energía, para usuarios regulados, lo que no indica la existencia de una única tarifa sino ilustra el orden de magnitud de los precios principalmente a nivel de generación eléctrica.

Tabla 4-1: Tarifas Referenciales de Electricidad y sus Componentes – USD/MWh

Componente de la tarifa	Panamá	Colombia	Perú	Brasil	Chile	Argentina*
Generación	106,6	68,7	62,6	36,0	68,5	65,0
Transporte Nacional + Regional	10,5	10,1	26,4	2,5	12,6	4,9
Distribución MT+BT	55,0	55,4	45,8	20,0	16,3	106,7
Margen de Comercialización		15,3				
Costo G, T, pérdidas PRn,m		11,9				
Restricciones, Rm		3,3		4,0		
Tarifa a Usuario de BT (USD/MWh)	172,1	164,8	134,7	62,5	97,4	176,6

En relación con los precios de generación, que es el referente de competencia para la HPS, se tiene que Panamá es el país cuyo precio a nivel de generación es mucho más atractivo, en tanto que Colombia, Perú y Chile en el orden de los 67 USD/MWh tienen precios similares a nivel de generación, en tanto que en el mercado de Brasil el precio a nivel de generación es de 36 USD/MWh, valor relativamente bajo y poco atractivo para aprovechar diferencias de precios en el mercado a corto plazo.

Sin embargo, también es preciso indicar que producto de las subastas de energía que se llevan a cabo en los distintos países para la promoción de las energías renovables como la solar FV y eólica, los precios alcanzados son inferiores a los valores de referencia y están en el orden de 30 a 40 USD/MWh producto de las últimas subastas realizadas en Chile, Perú y Colombia.

Dado que el informe está relacionado a la evaluación de oportunidades para las hidroeléctricas de bombeo es decir para proyectos de generación, el énfasis estará hacia este segmento y las posibilidades de transacción con los grandes clientes o las distribuidoras-comercializadores, con algunos comentarios sobre los peajes de transmisión.

Conviene resaltar que en casi todos los países de la región se vienen llevando a cabo procesos de incentivos a la inversión en proyectos de generación renovables, para lo cual se llevan a cabo subastas para la compra de electricidad en el mediano y largo plazo, aunque aún no se llega al 10% de penetración de estas tecnologías, con excepción del mercado chileno donde se tiene un gran impulso a las plantas FV y eólicas.



4.1.1 Mercado Eléctrico de Panamá

Como se ha mostrado antes, en el Mercado Eléctrico Panameño los precios se definen para cada segmento, considerando como tales a la generación, transmisión y distribución; en cuanto a los mercados, los productos comercializados y los tipos de clientes se explican a continuación.

Mercado de Contratos: Corresponden a compras o ventas de energía y/o potencia, entre generadores, distribuidores y grandes clientes. De acuerdo con el diseño del modelo de mercado panameño, las distribuidoras deben contratar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados, la cual se realiza mediante actos públicos. Si esto se cumple, ello implica que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados y adjudicados, que proporciona estabilidad en los precios y no los expone a la volatilidad de los precios del mercado ocasional de corto plazo.

Mercado Ocasional: El mercado ocasional es el mercado de energía donde se saldan las diferencias entre lo dispuesto en los contratos y la generación real de cada planta. Es decir, cuando un generador no produce la totalidad de la energía contratada, debe comprar la porción no generada en el mercado ocasional para cumplir con su contrato. Por otro lado, si un generador cumple con su contrato y tiene capacidad sobrante y es despachado, éste terminará vendiendo energía en el mercado ocasional.

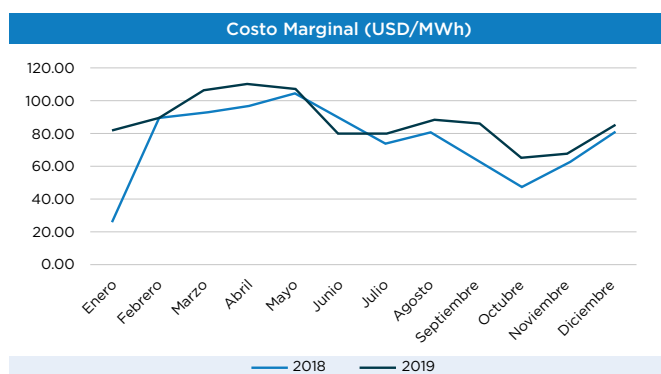
Precio de Potencia: En el mercado eléctrico panameño se comercializa potencia firme, que es la potencia que un generador puede garantizar los 365 días del año durante las horas pico del sistema que van de 9:00 a 17:00 hs, exceptuando sábados, domingos y feriados. Para el caso de las hidroeléctricas corresponde a la potencia que puedan garantizar con una sequía de 1 año en 20 y en las plantas térmicas es la potencia efectiva disponible registrada en su historial de servicio.

Los Participantes Productores pueden vender o comprar la potencia propia o contratada de terceros tanto en el Mercado Ocasional como en el Mercado de Contratos y pueden comprar la potencia faltante con respecto a sus compromisos contratados.

Un Participante Productor puede vender potencia por contratos en la medida que cuente con generación para su respaldo, ya sea con unidades generadoras propias o generación que contrata de otro Participante Productor.

Precio de Energía: En el Mercado Ocasional, el precio de la energía está dado por el costo marginal de corto plazo de generación. El CND (Centro Nacional de Despacho) lo debe calcular con un despacho económico que da prioridad a los requerimientos de reserva de corto plazo, sin considerar restricciones de la red de transmisión y/o distribución. Dicho despacho se denomina despacho de precio. En la Figura 4-1 se muestra la variación del costo marginal en los años 2018 y 2019:

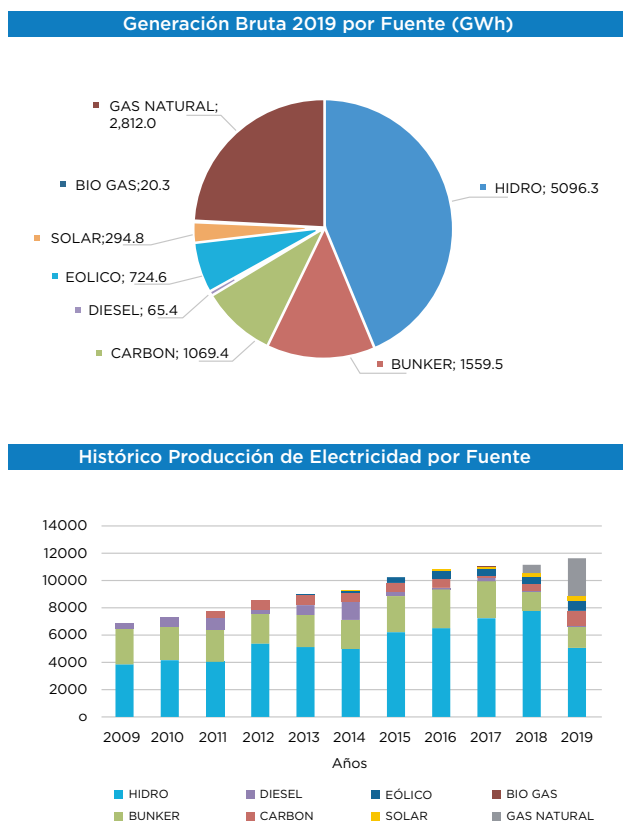
Figura 4-1: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo



Fuente: Elaboración propia con información ASEP

En la Figura 4-2 se muestra la participación de los diferentes recursos energéticos en la producción de electricidad para el 2019:

Figura 4-2: Producción por fuentes de energía eléctrica 2009-2019



Fuente: Elaboración propia con información ASEP

A este respecto se observan dos aspectos relevantes del mercado panameño a nivel de generación: primero, que el precio marginal promedio mensual es superior a los 80 USD/MWh, con mínimos en el período agosto-noviembre que están sobre los 45 USD/MWh y segundo que hay potencial de sustitución en tanto más del 50% de la producción se realiza con combustibles fósiles. Las tecnologías renovables actualmente sólo alcanzan una producción conjunta que está en el orden de los 1000 GWh/año.

En cuanto a la demanda, la legislación panameña considera a los siguientes actores: “Participantes Consumidores”: (i) Los Grandes Clientes, que optan por comprar directamente a nivel mayorista en el mercado; (ii) Los Distribuidores, que cumpliendo la actividad de comercialización de sus clientes o de Grandes Clientes dentro de su zona de concesión; (iii) Los Auto-generadores y Cogeneradores ubicados en la República de Panamá que resultan comprando faltantes; (iv) Las empresas que comercializan el consumo de otro país, que compran en el Mercado Mayorista de Panamá, conectándose mediante Redes de Interconexión Internacional. Como se indicó anteriormente, en Panamá se tiene dos tipos de mercados: el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional.

Siendo relevante para fines del presente estudio, es de destacar los principales incentivos del marco regulatorio de Panamá, de interés para plantear alternativas de almacenamiento hidroeléctrico:

Ley 45 de 05 de Agosto de 2004. Que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias.

Además de la legislación indicada, se cuenta con régimen de incentivo para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o de instalaciones renovables y de gas natural.



4.1.2 Mercado Eléctrico de Colombia

En el Mercado eléctrico de Colombia con la Ley 1955 de 2019 se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 denominado “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad” que estipula cambios regulatorios, siendo uno de ellos lo señalado en su art. 128 que trata sobre las actividades relacionadas con la prestación del servicio de energía eléctrica.

En esta se señala que las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios que tengan por objeto la prestación del servicio público de energía eléctrica y que hagan parte del sistema interconectado nacional podrán desarrollar las actividades de generación distribución y comercialización de energía de manera integrada, con margen legal para que la CREG promocióne la competencia y mitigue potenciales conflictos de interés.

Añade esta normativa que, ninguna empresa de servicios públicos domiciliarios que desarrolle en forma combinada la actividad de generación de energía y/o la de comercialización y/o las de distribución que representen más del 25% del total de la demanda del sistema interconectado nacional podrá cubrir con energía propia o con energía de filiales o empresas controladas más del 40% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado. Esta restricción no aplicará a los contratos bilaterales asignados en procesos competitivos donde el Ministerio de Minas y Energía o la CREG en ejercicio de sus funciones dispongan las excepciones de establecer un porcentaje inferior a este 40%

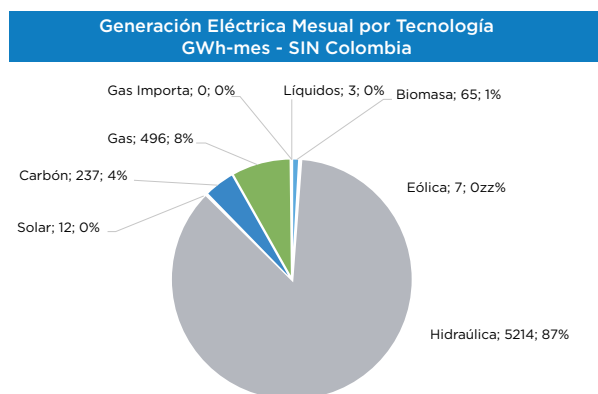
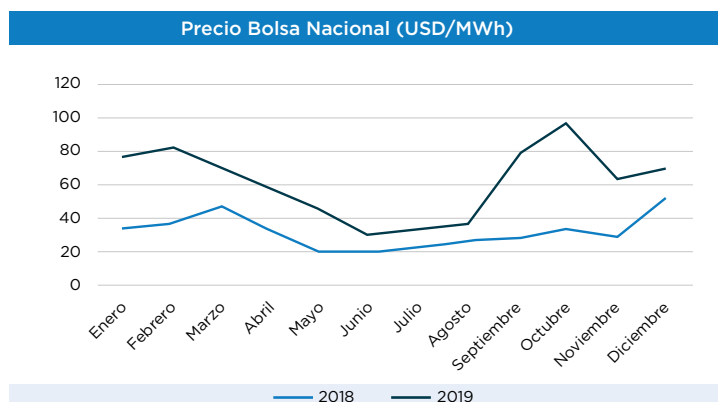
A nivel de generación eléctrica se cuenta con el Mercado de Energía Mayorista donde opera el mercado de largo plazo (contratos bilaterales) y el mercado spot (la bolsa de energía), en el que participan los generadores y las empresas de comercialización.

Mercado Mayorista o Spot – Bolsa de Energía: Es el mercado de corto plazo donde la energía se compra y vende al denominado “Precio de Bolsa”, que es el referente de este mercado, para disponerlo inmediatamente y donde los generadores realizan ofertas de precio diariamente con resolución horaria por la disponibilidad de energía puesta a disposición del sistema. La demanda, representada por los Comercializadores, es tomadora de precios con respecto al precio de corto plazo de la energía.

En la Bolsa de Energía de Colombia se transan contratos de corto plazo entre generadores, que actúan en representación propia, y los comercializadores que son representados por el operador del sistema, Centro Nacional de Despacho (CND).

En el siguiente gráfico se ilustra la variación mensual del precio de bolsa en los dos últimos años y una referencia mensual del mix de generación de Julio 2019 (tomado como referencia debido al “ruido” en los datos de demanda y precios en el 2020 por causa de la pandemia COVID 19):

Figura 4-3: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo y Generación Julio 2019



Fuente: Elaboración propia con data UPME, XM Colombia

De la Figura 4-3 se observa que el mercado colombiano a nivel de generación tiene un precio de bolsa superior a los 35 USD/MWh, con un máximo del orden de los 95 USD/MWh, su período de mínimos se da entre abril-agosto; en términos de potencial de sustitución el 12% de la producción se realiza con combustibles gas natural y carbón que representan una producción mensual de más de 600 GWh/mes.

Para el mes de Julio 2019 las tecnologías renovables no convencional: solar, eólica y biomasa sólo alcanzan una producción conjunta del orden de 84 GWh/mes.

En cuanto a los mercados y los tipos de clientes se explican consigue.

Mercado de Contratos Bilaterales: Los contratos bilaterales son de tipo financiero, es decir, no afectan el despacho del mercado en Bolsa y se concreta a través de la celebración y ejecución de contratos de compra y venta de energía y potencia por cantidades, precios y condiciones pactadas libremente entre compradores y vendedores.

Aplica para contratos entre comercializadores y usuarios regulados; en el caso de contratos con usuarios no regulados las condiciones de precio son establecidas entre las dos partes de manera libre, con una posición conjunta para pactar un precio.

Las subastas de contratos de largo plazo son mecanismos para reducir barreras financieras para nuevos proyectos de generación con fuentes renovables, habiéndose realizado dos subastas en el 2019 y programándose una tercera subasta que se cierra en octubre del 2021.

Como producto de una de las subastas²⁰, denominada CLPE-02-2019, el resultado del proceso de asignación del Mecanismo Complementario realizado por la UPME, se asignó un total de 1864,5 MWh/día con un precio promedio ponderado de 31,2 USD/MWh. Este proceso representó 3 proyectos, en tanto que los comercializadores asignados fueron 28 a través de 168 contratos de suministro de energía eléctrica. Complementando este mecanismo se prevé una tercera subasta que se realizará en el año 2021.

Precio de Potencia: Desde diciembre de 2006 el denominado Cargo por Confiabilidad, que creó las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de suministro de los generadores, respaldado por activos de generación capaces de producir Energía Firme durante condiciones críticas de abastecimiento.

Para determinar qué centrales reciben el Cargo por Confiabilidad, se tienen dos mecanismos: Asignación administrada a prorrata de la demanda, la cual es aplicable al periodo de transición que terminó el 30 de noviembre de 2012 y los Mecanismo de subastas, aplicable a partir de diciembre de 2012 para casos de requerir nueva oferta de generación en el sistema.

En cuanto a los clientes que conforman la demanda eléctrica, se clasifican en lo siguiente:

- (i) Usuarios regulados: Son los usuarios residenciales e industriales de menor consumo, con demandas de energía inferior a 55 MWh/Mes o de potencia inferior a 0,1 MW. Son atendidos por las empresas de comercialización, y la CREG es la entidad encargada de establecer la estructura de las tarifas. Por ley, todas las áreas urbanas en Colombia están clasificadas en estratos para determinar el nivel de tarifa correspondiente para los servicios públicos. Los subsidios al precio de la electricidad se aplican únicamente a los niveles de consumo residencial inferiores a un umbral de “subsistencia”, que se financian mediante un sistema de subsidios cruzados, por el cual los consumidores residenciales de los estratos 5 y 6 y los consumidores comerciales e industriales pagan un recargo del 20% en las tarifas eléctricas, y complementariamente con transferencias presupuestarias directas, dado que los recargos hacia los consumidores de los estratos 5 y 6 y los consumidores comerciales e industriales no alcanzan a cubrir totalmente el costo de los subsidios a la electricidad.
- (ii) Usuarios no regulados: Corresponde a usuarios que tengan un alto consumo de energía, con demandas promedio de energía de los últimos 6 meses superiores o iguales a 55 MWh/mes o de potencias superiores o iguales a 0,1 MW. Negocian sus contratos libremente en el mercado mayorista, cuyas tarifas no son reguladas por la CREG, sino acordadas mediante negociación directa con el comercializador.
- (iii) Usuarios de las Zonas No Interconectadas, que corresponde a parte de la demanda atendida mediante pequeñas plantas de generación locales que funcionan principalmente con combustibles líquidos, como el diésel. En este segmento también se aplican subsidios directos a los productores, a través de distintos fondos, con el objeto de promover a los productores a aumentar la capacidad instalada en zonas fuera del SIN e invertir en energías renovables

20. Deloitte – Auditoria para la verificación de la implementación y administración de la segunda subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía Eléctrica.

Asimismo, se describen los principales incentivos del Sector Eléctrico Colombiano, de interés para las alternativas de almacenamiento como los proyectos HPS:

Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energía No Convencionales de Energía: Promueve el uso de fuentes No Convencionales de Energía como uno de los subprogramas estratégicos y en su artículo 7 señala las metas en materia de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), teniendo previsto que su participación en el Sistema Interconectado Nacional será del 3,5 % a 2015 y del 6,5% a 2020, y para las zonas no interconectadas se esperaba que la participación en FNCE sea del 20% a 2015 y para el año 2020 se esperaba una participación del 30%.

Beneficios Tributarios: El gobierno de Colombia, en busca de la diversificación de la canasta energética y el desarrollo de nuevas fuentes de generación renovable decidió “regular la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional” mediante la Ley 1715 de mayo de 2014 que estableció mecanismos para fortalecer el ambiente de inversiones y promover el desarrollo de fuentes de energías renovables. Esta legislación incluye a pequeñas centrales hidroeléctricas y las definen como FNCE haciendo extensivo todos los beneficios contemplados.

Subastas del Plan Nacional de Desarrollo: En el 2019 con la Ley 1955 “Pacto por Colombia, pacto por la equidad”, en cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los comercializadores están obligados a que entre el 8% y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, sin que dicho rango sea limitante, es decir el porcentaje puede ser superior. Esta regulación también puede formar parte de los factores que incentiven el desarrollo de los proyectos HPS.

Además de la legislación indicada, se cuenta con incentivos legales para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o de instalaciones renovables no convencionales eólicos, solar, biomasa en el sistema interconectado y para Zonas No Interconectadas

4.1.3 Mercado Eléctrico de Perú

En el Mercado eléctrico peruano los precios se definen para cada segmento, considerando como tales a la generación, transmisión y distribución (que incluye la comercialización). En particular en la generación eléctrica se puede participar tanto del Mercado Mayorista como del Mercado de Largo Plazo, con dos componentes principales de precios.

Precio de Potencia: Corresponde al pago por capacidad de generación y representa el reconocimiento de los costos fijos de los activos de generación; para ello se define mediante una evaluación del tipo, tamaño y tecnología requerido por el sistema para abastecer la demanda en condiciones de máxima demanda.

De acuerdo con la norma regulatoria, corresponde al costo de inversión de una unidad de generación a gas natural, valorizando además el costo de sus sistemas auxiliares y de la conexión al sistema. En base a ello, el costo total es anualizado obteniéndose el pago de capacidad que se aplica a los usuarios finales en forma mensual. Conforme a la última Fijación Tarifaria este precio es de 73,53 US\$/kW-año.

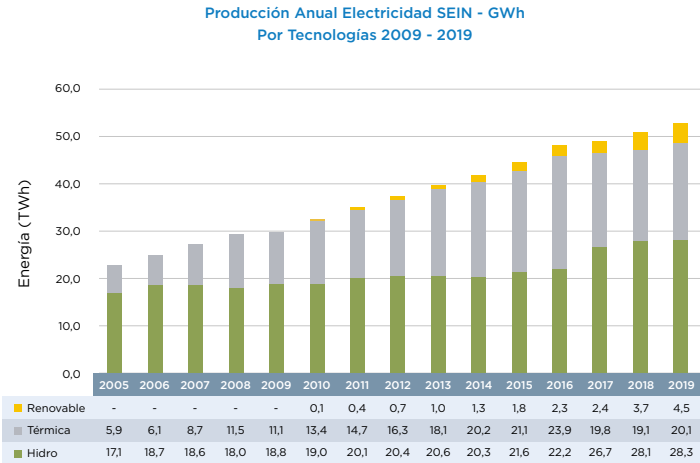
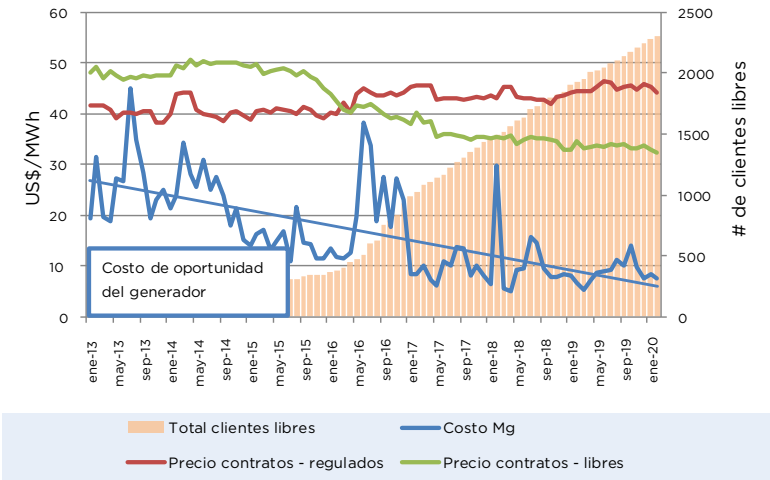
21. Colombia - Reforma de los Precios de la Energía. Chadi Abdallah, Fernanda Brollo, et al.

El sistema de estratos caracteriza las viviendas según la calidad —el estrato 1 es el más bajo y el estrato 6, el más alto— a fin de dirigir los subsidios relacionados con los servicios públicos.

Precios de energía: La operación económica del sector eléctrico considera un modelo basado en “costos marginales de corto plazo”, siguiendo el esquema tipo “pool”, donde las generadoras aportan la producción de sus unidades despachadas acorde a un “orden de méritos” basado en costos variables, tomando la energía que requieran para cumplir sus contratos de venta, y acorde al balance resultante, compran o vendan faltantes o excedentes, respectivamente, a costos marginales de corto plazo instantáneos.

De forma paralela se tiene una “Tarifa en Barra” que inicialmente representaba la expectativa ponderada del precio marginal, con un cálculo que internalizaba las proyecciones de oferta y de demanda. Sin embargo, debido a cambios regulatorios, aún vigentes y a modificarse en el corto plazo, la operación de las centrales a gas natural que contratan el gas bajo el esquema Take-or-Pay se realiza mediante una “declaración de precios” por estas tecnologías, por ello el costo marginal ha caído en el sistema interconectado y las tarifas en barra pasaron a compararse con los resultados de los precios ponderados de las subastas de energía. En la Figura 4-4 se muestra el comportamiento de los costos marginales y la matriz de producción eléctrica de los últimos años.

Figura 4-4: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo y de la producción hidroeléctrica



Fuente: COES, 2020

El sistema de estratos caracteriza las viviendas según la calidad —el estrato 1 es el más bajo y el estrato 6, el más alto— a fin de dirigir los subsidios relacionados con los servicios públicos.

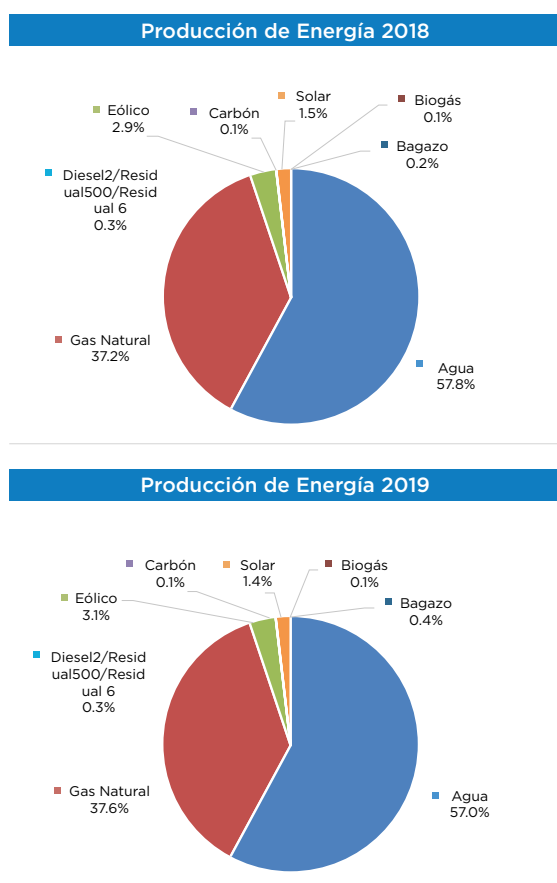
22. Conforme al art. 296 del Plan Nacional de Desarrollo.

De dichos gráficos se observa que el costo marginal o spot se ha reducido a ordenes de 10 USD/MWh, ya con el retorno a los costos auditados para todas las tecnologías este valor debe recuperarse a niveles superior a los 30 USD/MWh en el mediano plazo. De lo mostrado, la “Tarifa en Barra” regulada siempre ha estado alrededor de los 45 USD/MWh y los precios de generación a nivel del mercado libre se ha reducido a nivel de los 30 USD/MWh, con potenciales subidas en el mediano plazo.

En cuanto a la participación de los diferentes recursos energéticos en la producción de electricidad, en términos anuales, se observa que el gas natural tiene una participación creciente la matriz de producción, además del ingreso de energías renovables, por lo tanto en términos de sustitución hay un potencial de mediano y largo plazo para la HPS en la medida que se requiere cubrir la generación térmica, además de atender el crecimiento de la demanda, lo cual deberá ser potenciado en correlación con un mayor atractivo por los precios spot de la energía.

De acuerdo con la información del COES (operador del sistema) para el año 2019 y 2018 se produjeron 53 889 GWh y 50 816 GWh, respectivamente. De esta producción total, la participación por tecnología fue como se muestra:

Figura 4-5: Producción de energía eléctrica por fuente 2018-2019



Fuente: COES, 2020

En cuanto a la producción, en términos anuales de los dos últimos años, las tecnologías renovables no convencionales: solar, eólica y biomasa sólo representan el 5%, en tanto que el gas natural el 38% y los fósiles como carbón y diésel aportan con el 0,4%.

En cuanto a los mercados se describe lo siguiente:

Mercado Mayorista: Este diseño, conocido como modelo de competencia mayorista (wholesale competition model), tiene a una las empresas de distribución que contratan directamente con las generadoras y venden un bien compuesto (electricidad más distribución) a los consumidores regulados. De igual forma, los clientes (Usuarios Libres) por su nivel de consumo, contratan directamente con los generadores.

Mercado de Largo Plazo: Dada la alta variabilidad del precio de la electricidad y la imposibilidad de medir el consumo en tiempo real, en el Mercado se contrata a largo plazo entre generadores y distribuidoras, y usuarios libres. Es un mecanismo financiero (forward) es decir un derivado particularmente simple, donde hay un acuerdo para comprar o vender un activo (energía y potencia) a un momento futuro, a un precio determinado.

En cuanto a la demanda, se divide en: (i) **usuarios libres**, quienes están facultados a comprar electricidad de una o más empresas distribuidoras y/o generadoras, teniendo la opción de contar con uno o más puntos de suministro, bajo un régimen de precios libres; y (ii) **usuarios regulados**, que contratan la energía exclusivamente de la empresa distribuidora de la zona de concesión en la que se encuentren, suponiendo esta entrega de energía la existencia previa de un contrato de suministro entre la distribuidora y una generadora bajo un régimen regulado.

En el mercado regulado, la formación de precios responde a mecanismos de mercado (precios firmes resultantes de licitaciones realizadas por el OSINERGMIN) y complementariamente a precios regulados (precios en barra fijados por el OSINERGMIN)

Respecto a los Incentivos regulatorios para el desarrollo de la generación se cuenta con un **Régimen Especial de Recuperación de IGV**, que crea incentivos para promover inversiones en proyectos de energía de menor costo de producción, como es el caso de las centrales hidroeléctricas, emitida en marzo del 2007 mediante Decreto Legislativo N.º 973, que establece un Régimen Especial de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas - IGV. Este mecanismo tributario aplica a proyectos de infraestructura, generación de energía hidroeléctrica, plantas de procesamiento de gas natural, agro, acuicultura y el sector rural, consistente en un régimen mediante el cual se alivia el costo financiero de la inversión, permitiéndose la devolución del IGV pagado por adquisiciones de bienes, servicios y contratos de construcción en las etapas preoperativas, lo cual permite liberar un 18% adicional para inversiones.

Aplicado a proyectos HPS, este incentivo en la práctica permitirá al inversionista que ejecute el proyecto, evitar un costo financiero que implicaría la acumulación del IGV pagado por adquisiciones de maquinaria y costo de construcción, logrando optimizar el financiamiento del proyecto, que por su envergadura requiere grandes montos de inversión y largos períodos de maduración.

Para acogerse a este régimen de incentivos, la empresa debe cumplir con lo siguiente:

- Contar con resolución suprema de concesión definitiva de generación eléctrica.
- Suscribir un contrato de inversión entre la empresa concesionaria del proyecto, el Ministerio de Energía y Mina y la Agencia PROINVERSION.
- El contrato deberá ser por un monto superior a los cinco millones de dólares americanos - sin incluir IGV - que se invertirán en todas las etapas de construcción del proyecto, incluyendo la línea de transmisión.

Además de ello se tienen incentivos específicos como:

Inversión en Centrales Hidroeléctricas y Uso de Gas Natural – que promueve la inversión en centrales hidroeléctricas, ampliando el plazo máximo de 15 años a 20 años para los Contratos de Suministro de electricidad resultantes de las licitaciones de electricidad que lleven a cabo las empresas de distribución.

Depreciación Acelerada en Proyectos Hidroeléctricos: Para fomentar proyectos hidroeléctricos y de otras energías renovables, y eliminar barreras que impiden la realización de este tipo de proyectos, desde el 2008 está vigente el Decreto Legislativo N.º 1058, que da el beneficio de depreciación acelerada por inversiones realizadas para efectos del pago por Impuesto a la Renta.

Promoción de Generación con Energías Renovables: En línea con la práctica global de promover energías renovables, desde el 2008 está vigente el Decreto Legislativo N.º 1002 que Promueve la Inversión para la Generación de Electricidad mediante el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables - RER. Es decir, califican como RER los proyectos con recursos renovables como biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz e incluso los proyectos hidroeléctricos cuya capacidad sea inferior a 20 MW.

Bajo este esquema a los proyectos de generación se les garantiza una participación de la energía generada con recursos energéticos renovables (RER) hasta 5% del Consumo Anual durante los primeros cinco años. Luego de este plazo el MEM se reserva el derecho de incrementar dicho nivel de participación. Al respecto ha habido licitaciones sin haberse alcanzado dicho margen porcentual, lo que presume esperar que se convoquen a nuevas licitaciones.



4.1.4 Mercado Eléctrico de Brasil

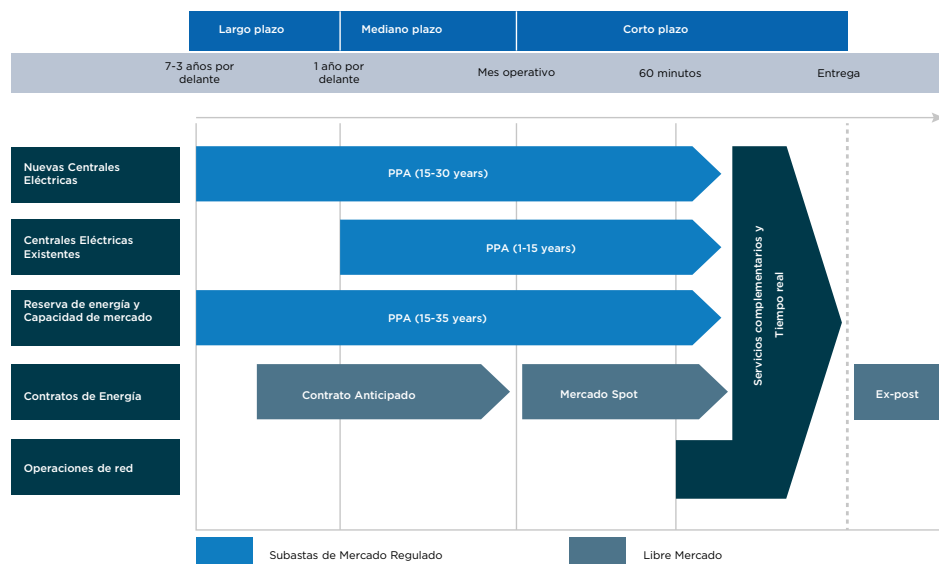
Brasil, la economía más grande de América Latina, cuenta con un sistema interconectado nacional (SIN), también el mayor de la región, que está constituido por cuatro subsistemas: Sur, Sudeste/Centro-Oeste (el mayor del país por su demanda y que atiende a la región de mayor población y producción industrial), Norte y Noreste. Los segmentos del mercado eléctrico brasileño comprenden la generación, transmisión, distribución y comercialización.

En general los precios de la electricidad en el mercado eléctrico están conformados por el precio por potencia y el precio por energía, como se explica a continuación.

Precio de energía: Los precios de electricidad están fijados por contratos de largo plazo. La exposición al riesgo de variación de precios se restringe a un volumen relativamente menor de electricidad que se intercambia en un mercado de corto plazo, conocido como mercado “spot”, donde se liquidan los faltantes y sobrantes diarios y semanales entre compradores y vendedores. En la Figura 4-1 se muestra los tipos de contratos disponibles en el mercado eléctrico regulado y libre. En el mercado libre el precio spot cuenta con precios muy versátiles, lo cual implica un mayor costo para las generadoras en caso no puedan cumplir sus contratos PPAs con sus clientes. Esto ha venido ocurriendo debido a la época de sequía que sufre actualmente Brasil y más aun teniendo en cuenta que la matriz energética se compone principalmente de hidroeléctricas.

Los precios spot reflejan los cambios en el nivel de los reservorios, escasez de combustible, fallas en equipos y otros; se definen para cada una de las 4 regiones del país (Sudeste/Centro Oeste, Sur, Noreste y Norte).

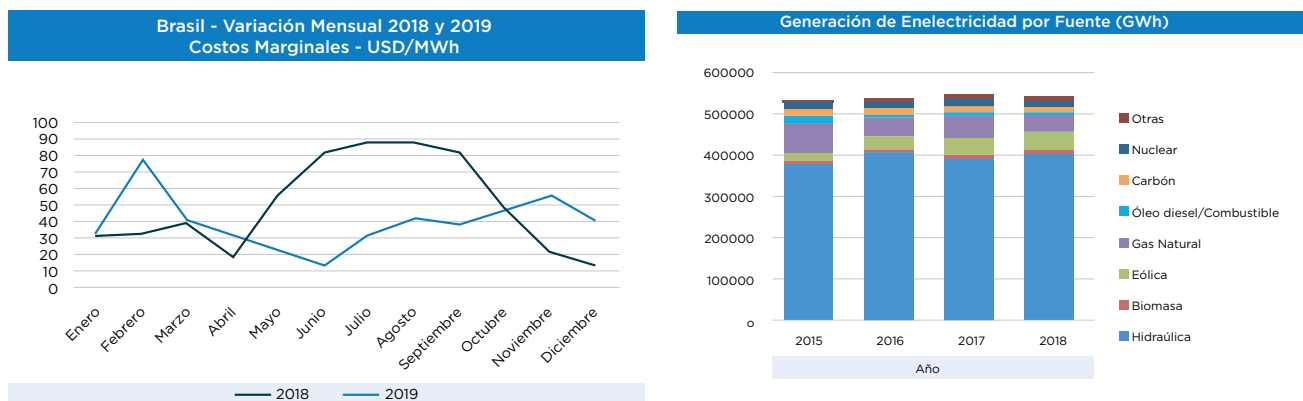
Figura 4-6: Tipos de contrato en Brasil.



Fuente: (Viana, 2018)

El precio Spot, precio a corto plazo en el modelo brasileiro, se denomina Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), cuya variación mensual por región se muestra en la Figura 4-7, así como la tendencia de la participación de los diferentes recursos energéticos en la producción de electricidad, en términos anuales.

Figura 4-7: Evolución de Precios en Mercados de Corto Plazo (USD/MWh) y matriz de producción eléctrica GWh/año.



Fuente: Elaboración propia con data CCEE

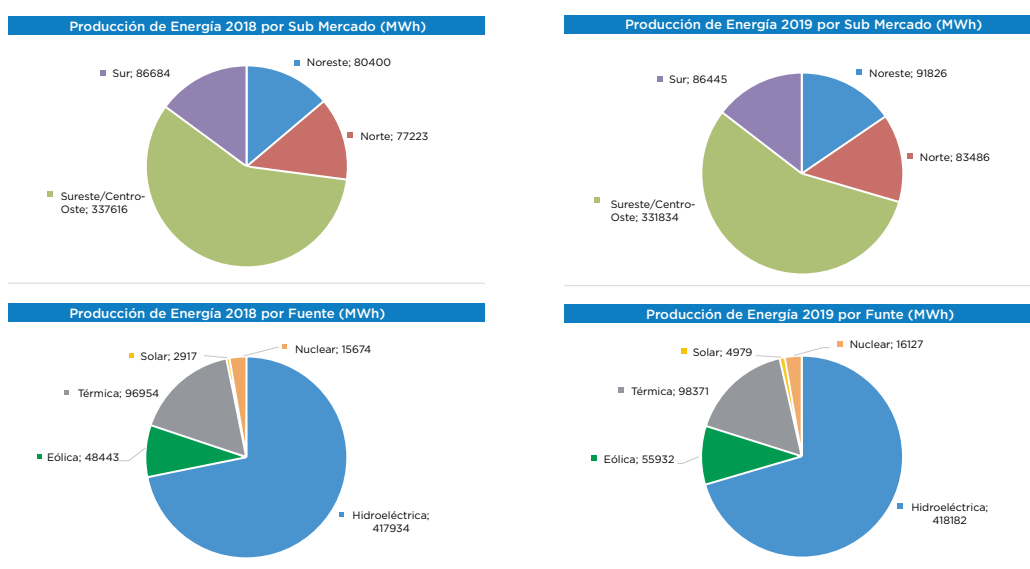
De dichos gráficos se observa que el costo marginal o spot tiene ordenes mayor a los 30 USD/MWh, con máximos de 80 USD/MWh, siendo muy volátil debido a la incertidumbre del recurso hídrico, predominante en este mercado.

En cuanto a la participación de los diferentes recursos energéticos en la producción de electricidad, en términos anuales, se observa que las hidroeléctricas son el principal soporte de la matriz de producción de electricidad, además del ingreso de otras energías renovables. En términos de sustitución hay un potencial de mediano y largo plazo para la HPS en la medida

que se requiere cubrir la generación térmica, además de atender el crecimiento de la demanda, lo cual se potenciará en la medida de la evolución de los precios spot de la energía, siendo además relevante que el mercado también realice el reconocimiento del costo y su retribución por la capacidad firme de las HPS. La actual crisis hídrica (sequías) en Brasil muestra la necesidad de aprovechar de manera eficiente el agua disponible, haciendo urgente la integración de sistemas de almacenamiento como las HPS, que también permitiría estabilizar la red frente a la creciente incursión de ERV en el sistema eléctrico.

De acuerdo con la información del operador del sistema (ONS), de esta producción total, la participación por tecnología de cada uno de los sistemas interconectados en Brasil es como se muestra en la Figura 4-8:

Figura 4-8: Producción de energía eléctrica por fuente 2018-2019



Fuente: Elaboración propia con datos de la ONS

De los gráficos se observa que la participación del Sub Mercado Sur Este / Centro Oeste tiene más del 50% de participación de los cuatro existentes. Asimismo, a nivel de recursos primarios, en la producción de electricidad, en términos anuales, la hidroeléctrica es predominante; siendo un factor favorable en términos de precios, con la particularidad que las térmicas representan un atractivo de sustitución donde las HPS pueden encontrar un nicho de participación en el mediano y largo plazos.

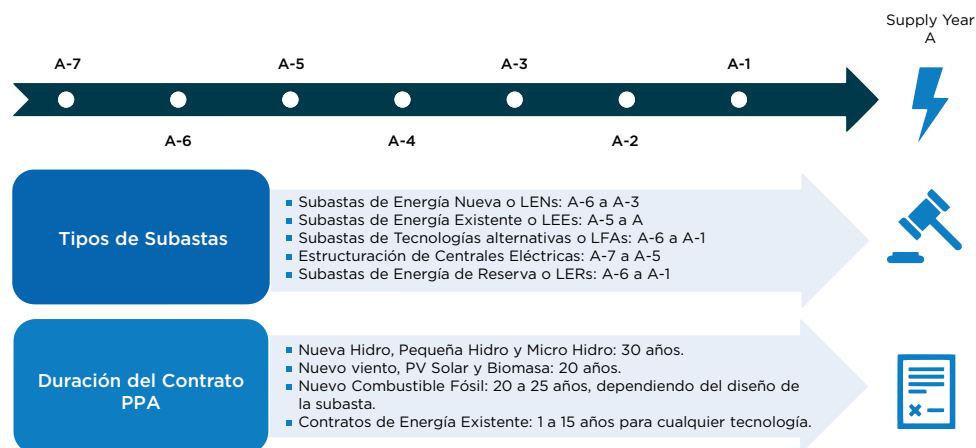
También, al igual que los otros países, es creciente el ingreso de energías renovables como la FV y la eólica, por lo tanto, el ingreso de las HPS puede ser potenciado en la medida de lo atractivo de los precios spot de la energía, además de atender el crecimiento de la demanda. En cuanto a los mercados, a continuación, se describe cada uno de ellos:

Mercado Mayorista de Corto Plazo: La operación del sistema es realizada por el ONS, minimizando los costos de operación del sistema, sin tener en cuenta los precios de contratos. El ONS determina el uso óptimo de los embalses mediante modelos de horizonte de cinco años y 12 meses y cuando el nivel de energía hidráulica embalsada en cada región es inferior a cierto límite de seguridad, activa la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) y recurre a generación de centrales térmicas y de importaciones aun cuando el costo marginal de la generación hidráulica obtenido de los modelos sea inferior al costo de estos recursos.

El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) se utiliza para valorar las transacciones en el Mercado de Corto Plazo, calculándose como la diferencia entre las cantidades contratadas y las realmente generadas y consumidas. El ONS calcula semanalmente el PLD, para tres escalones de carga y para cada subsistema, con modelos de optimización de la operación del SIN. El PLD corresponde al costo marginal, sin considerar las restricciones de transmisión dentro de cada subsistema, siendo un único precio, pero teniendo en cuenta las restricciones de transmisión entre los distintos subsistemas.

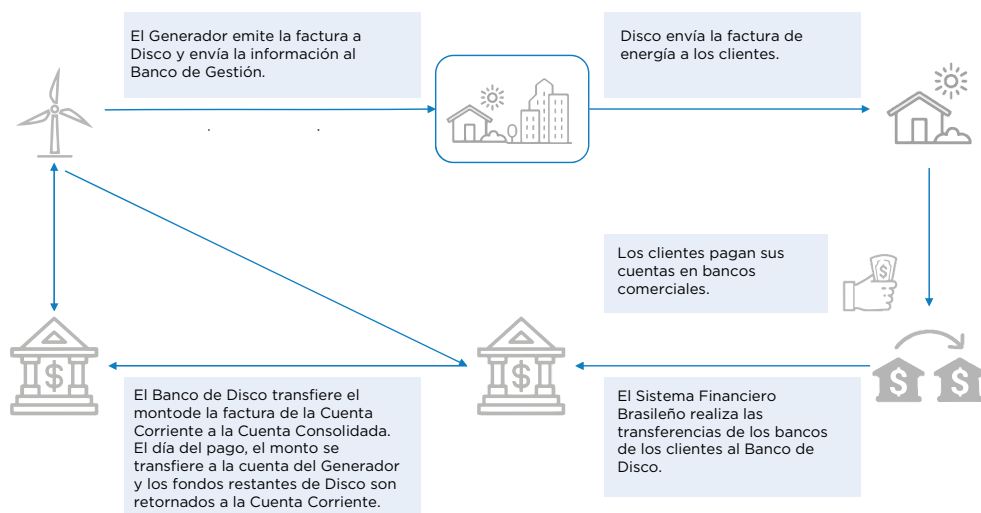
Mercado de Contratos Bilaterales: La reforma del sector eléctrico de Brasil de 2004 definió los denominados “ambientes de comercialización de energía eléctrica”, los cuales contribuyen a la estabilización de los ingresos de los generadores: El Ambiente de contratación regulada (ACR) donde las distribuidoras adquieren el 100% de su demanda; el Ambiente de contratación libre (ACL) donde los generadores, importadores y comercializadores venden en contratos bilaterales a los consumidores libres y exportadores. Los consumidores libres deben adquirir también el 100% de su demanda. Al respecto, las subastas se negocian para distintos tipos de contratos como, por ejemplo, para “energía nueva”: tipo A-5, realizados 5 años antes del suministro y tipo A-3 realizados 3 años antes del suministro.

Figura 4-9: Tipos de subastas y contratos (Thymos Energia, 2021)



Hay dos modalidades para los Contratos: i) Modalidad Cantidad de Energía, en la cual el generador asume el riesgo de generar la energía en la cantidad contratada y ii) Modalidad Disponibilidad, con el generador comprometido con la disponibilidad de la planta y el riesgo de la cantidad generada queda a cargo de la distribuidora que compra.

Figura 4-10: Flujograma de relación entre generadoras y distribuidoras (Thymos Energia, 2021)



Por el lado de los Incentivos regulatorios para el desarrollo de la generación se tienen los siguientes:

Reducción de barreras a la instalación de generación distribuida: De acuerdo con ANEEL, en abril de 2012 se aprobó las normas para reducir las barreras a la instalación de generación distribuida de hasta 100 kW de potencia (micro-generación), y desde 100 kW hasta un 1 MW de potencia (mini-generación), con lo cual cualquier consumidor puede generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables e incluso suministrar energía a la red de distribución.

Descuento para tarifas en redes para Plantas solares: También ANEEL aprobó normas de descuento para las tarifas de Uso del Sistema de Distribución (TUSD) y del Sistema de Transmisión (TUST), para plantas solares de hasta 30 MW. Los estímulos a la generación distribuida se justifican por los beneficios para el sistema eléctrico como la postergación de inversiones en la expansión de la transmisión y distribución, el bajo impacto ambiental, la reducción de carga en las redes de transmisión y distribución, la minimización de pérdidas y la diversificación de la matriz energética (ANEEL, 2018).

El Plan Decenal de Energía: El Plan Decenal de Energía (PDE) 2024 contempla objetivos de 7000 MW en centrales solares y 1319 MW en instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida, lo cual representa un objetivo de 8,7 GW en instalaciones solares.

En los últimos 15 años Brasil ha utilizado el mecanismo de subastas para desarrollar principalmente la energía eólica, pero también los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la biomasa, y más recientemente la energía solar.



4.1.5 Mercado Eléctrico de Chile

Chile es el país referente en términos de mercado marginalista en Latinoamérica, cuyo costo marginal surge de la optimización del despacho de operación en corto plazo, definido en forma horaria por el Coordinador y que representa el costo variable de la última central despachada y que se suma al costo marginal de potencia que corresponde al costo de incrementar en una unidad adicional de kW eficiente, que es calculado por la CNE, que corresponde al precio de una turbina Diesel.

Las empresas coordinadas participan de este financiamiento puesto que son los que retiran energía del sistema a costos marginales y tienen que pagar también por la potencia de hora de punta que define la CNE en base al concepto de potencia de suficiencia, que es básicamente cuanto puede aportar cada central en la hora de punta, logrando el equilibrio entre lo que se remunera a la base y a la punta.

En cuanto a Tipos de Mercados y Clientes: En el corto plazo existe un mercado spot en el cual el precio de la energía eléctrica corresponde al costo marginal de corto plazo, resultante del equilibrio instantáneo entre oferta y demanda, siendo operado el Sistema Eléctrico Nacional por el Coordinador Eléctrico Nacional.

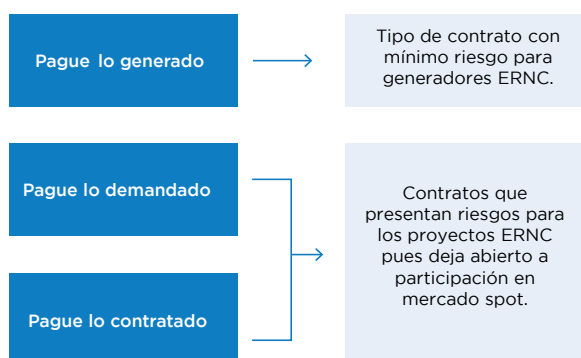
Paralelamente al mercado marginalista, también se tiene un mercado de contratos bilaterales, cada vez más importante por el riesgo operacional de un generador de estar sujeto al mercado spot, lo cual a su vez genera mayor probabilidad de tener financiamiento de los proyectos. Estos contratos pueden ser a través de PPA en licitaciones para suministros regulados con distribuidoras o con clientes libres.

El Coordinador, por medio de procedimientos y mecanismos regulados y bien conocidos por todos los agentes, determina el precio de mercado de corto plazo o precio spot. Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada y puede ser distinto en cada zona de acuerdo con diversas condiciones como pérdidas o congestión.

En el mercado mayorista de electricidad en Chile, las empresas generadoras transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos que cada una haya suscrito con clientes libres o regulados²³.

Luego, dependiendo de la generación y de los contratos suscritos, el Coordinador es el encargado de realizar los balances físicos y monetarios de energía y potencia entre las empresas que participan del mercado de generación, transmisión, clientes libres y distribución. Los contratos de generadores con clientes libres no son regulados, pero principalmente se dan 3 tipos de contratos los cuales se muestran en la Figura 4-11:

Figura 4-11: Tipos de contratos para generadores

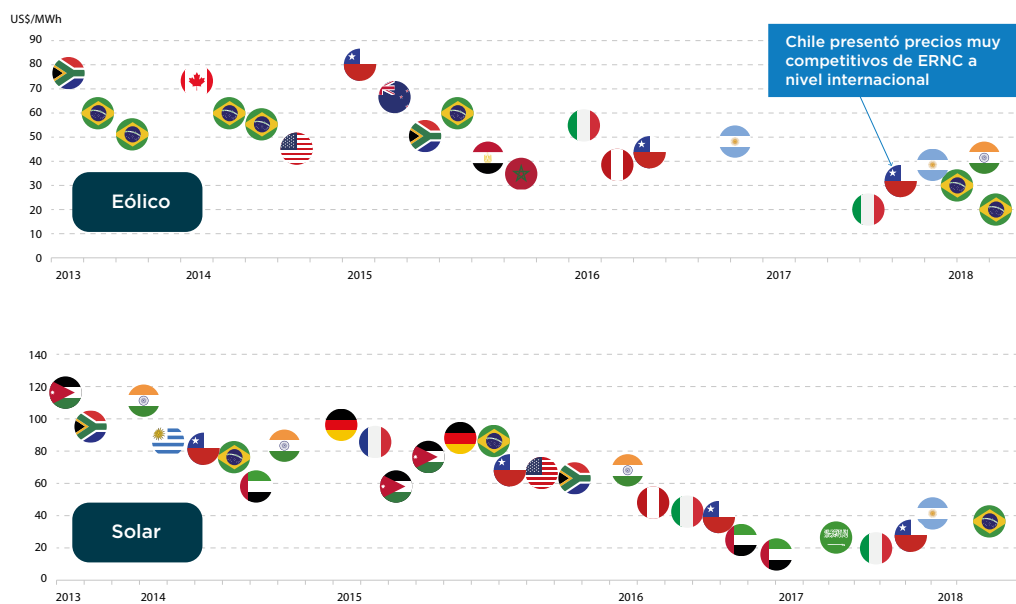


(elaboración propia)

23. Análisis de Modelos de Operadores en el Mundo. Fuente: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/operindep/Caso%20Chile.html>

En cambio, los contratos para clientes regulados están definidos por licitaciones que dan lugar a contratos de largo plazo definidos por la ley 20.805 (que perfecciona mecanismo de licitaciones). Estos contratos son por bloques horarios, los cuales celebran contratos entre generadores y distribuidores.

Figura 4-12: Precios alcanzados en licitaciones de suministro a lo largo del mundo



Fuente: Martín Osorio (CNE), Presentación de Licitaciones de Suministro en Chile, Seminario Energyyear 2020

Tipos de clientes: Los tipos de clientes en Chile se dividen en clientes libres y regulados, los cuales se definen por:

Cliente regulado: es aquel que paga una tarifa calculada por la autoridad, y en términos generales se obtiene sumando el precio de compra de energía y potencia por parte de la empresa distribuidora, lo que actualmente se define por medio de licitaciones de suministro según Ley 20.805, más los costos asociados a una empresa distribuidora de costos eficientes que se determina mediante un estudio realizado por la CNE. Además, el cliente regulado paga actualmente la transmisión, más un cargo por servicio público, que integra el Coordinador, panel de expertos y servicios complementarios.

Los clientes regulados están integrados por consumidores con potencia conectada igual o inferior a 5MW, teniendo la posibilidad de aquellos que se encuentran entre 500 kW o 0.5 MW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora, optar por ser cliente libre. Los clientes regulados representan aproximadamente un 49% del consumo total del SEN.

Cliente libre: término asociado a clientes con gran demanda de potencia, mayor a 5MW y aquellos que estén entre 500kW y 5MW, y que cumplan con los requisitos necesarios y elijan pertenecer a ser cliente libre. Habitualmente los clientes libres son de tipo industriales o mineros. Se trata de clientes no sometidos a regulación de precio, que negocian los precios y condiciones del suministro eléctrico con empresas generadoras o distribuidoras.

Incentivos regulatorios para el desarrollo de la generación

1. **Mejoramiento de sistema de transmisión:** La ley de transmisión del año 2016 (ley 20.936), buscaba resolver varios problemas, uno de ellos fue bajar los costos en generación de manera que disminuyeran para usuarios finales. Para esto se planteó como objetivo crear competencia en el mercado de generación.

En esta ley se definen los sistemas de almacenamiento como “Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determina el reglamento”.

Además, se especifica que, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a los clientes finales.

2. **Ley de licitaciones:** La ley 20.805 de 2015. Dio paso a gran inversión en centrales renovables, y en donde se alcanzaron precios históricamente muy bajos a nivel de generación.

Como resultado de estas licitaciones los precios adjudicados bajaron significativamente respecto a las licitaciones anteriores, logrando precios muy bajos a nivel mundial.

3. **Plan de descarbonización acelerado:** Chile, al estar adscrito al acuerdo de París, tiene metas ambiciosas para reducir sus emisiones de efecto invernadero, en donde se compromete a disminuir las emisiones entre 35 y 45% al año 2030, respecto al año 2007. Por ello se tiene un plan de descarbonización, que ha sido un acuerdo entre empresas generadoras y el gobierno y que apunta a cerrar 28 centrales de carbón al 2040, para el cual se considera una primera etapa en el 2024, donde terminarían sus operaciones las 8 termoeléctricas más antiguas de Chile. Sin embargo, y esto es lo positivo, se ha logrado adelantar el cierre de 6 de ellas, lo que significa que al 2024 se habrá retirado el 30% de la generación con carbón.

Por otra parte, hay un proyecto de ley, para un plan de descarbonización acelerada, que ya ha sido aprobado por la Cámara de Diputados (y que requiere ser aprobado por la Cámara del Senado), el cual pretende el cierre total de las centrales a carbón al año 2025. Esta será una gran oportunidad para una central eléctrica de bombeo, pues la alta penetración de energías renovables variables va a requerir de una flexibilidad del sistema que ya no podrá ser aportada por centrales carboneras.

Según un informe de la CNE, los costos marginales, producto de una descarbonización acelerada ascenderían a 70USD/MWh.

4. **Mercado de Servicios Complementarios.** El mercado de servicios auxiliares, compuesto de reservas primarias, secundarias y terciarias, comenzó a funcionar el 1 de enero de 2020. En este mercado, los participantes deben ofertar diariamente para determinar a quién se le asigna la provisión de servicios y sus ingresos asociados. El Coordinador analiza las necesidades del sistema y determina la cantidad de los servicios necesarios para cada categoría y determina un precio máximo para cada servicio sobre una base horaria que representa el costo de oportunidad de las instalaciones para la prestación de servicios auxiliares en lugar de vender su energía en el mercado spot.

A partir de lo anterior, las ofertas que han sido realizadas son cercanas a los precios máximos. Esto principalmente debido a que hay una falta de competencia, pues este mercado lo dominan dos empresas con un 90% de la capacidad adjudicada.

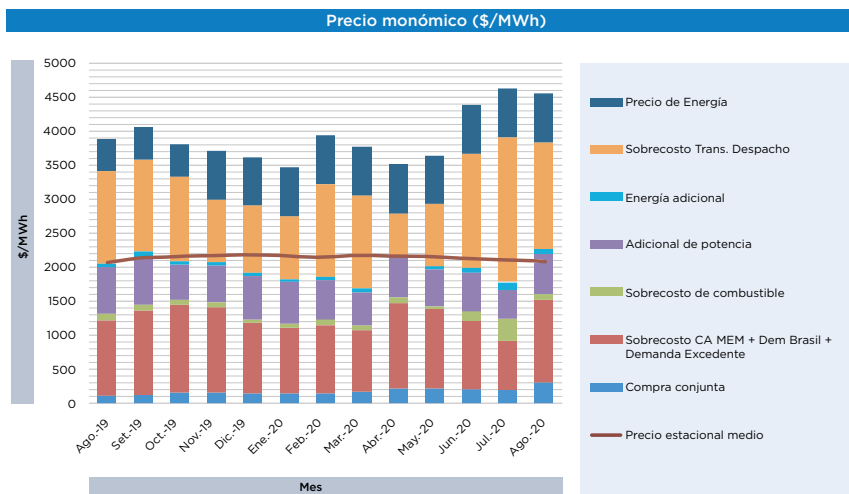


4.1.6 Mercado Eléctrico de Argentina

Sistema de Precios a nivel de Generación

En cuanto a los precios de electricidad, en la siguiente imagen se puede observar la variación del precio monómico (\$/MWh) para los últimos 13 meses hasta el mes de agosto de 2020:

Figura 4-13: Precio monómico mercado eléctrico argentino

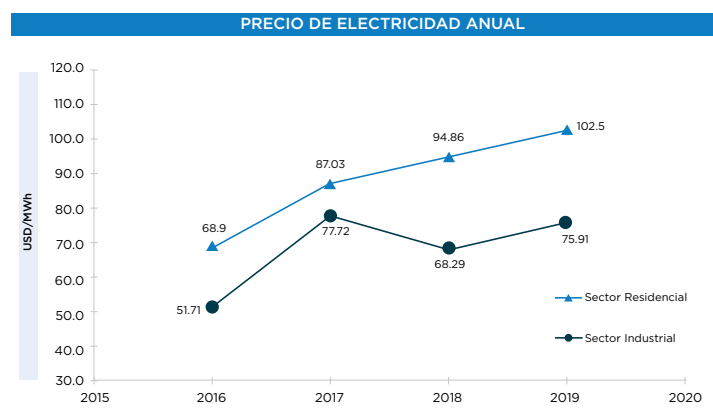


Fuente: CNEA, 2020

El precio estacional medio se ha mantenido relativamente estable, siendo 2081 \$/MWh el valor más bajo del precio medio estacional y 2196 \$/MWh el más alto.

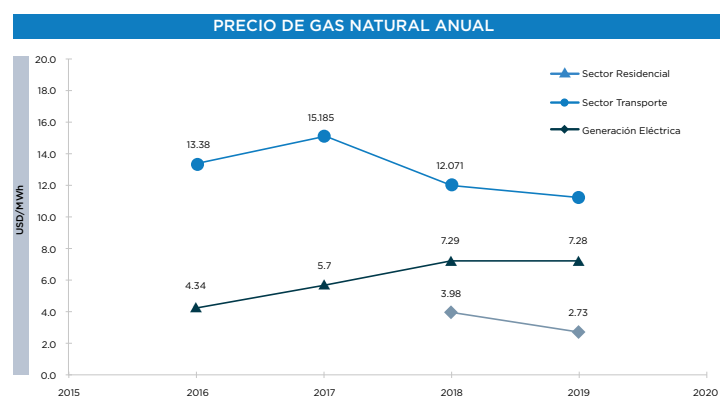
Asimismo, en la Figura 4-14, Figura 4-15 y Figura 4-16, se presentan los precios anuales de la electricidad, gas natural, GLP, gasolina y diésel anual. Para el precio de electricidad se hace una diferenciación en sector residencial e industrial, donde se observa que el primero presenta valores mayores al segundo en los últimos años. En el caso del gas natural, es el sector Transporte el que cuenta con los mayores precios alcanzados en comparación al sector residencial, además, para la generación eléctrica usando esta fuente se presentan precios menores en comparación a los años 2018 y 2019. Finalmente, al hacer un comparativo entre otras fuentes, se tiene que los mayores costos fueron para el GLP, la gasolina y el diésel, respectivamente, y se nota un poco variación entre los dos primeros.

Figura 4-14: Evolución de precios de electricidad



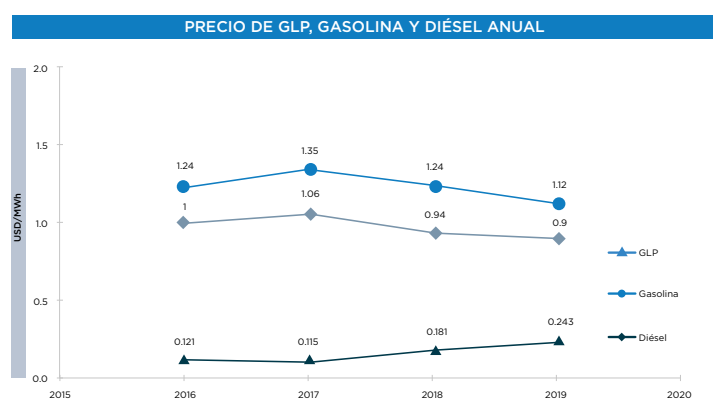
Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, 2020

Figura 4-15: Evolución de precios de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2020)

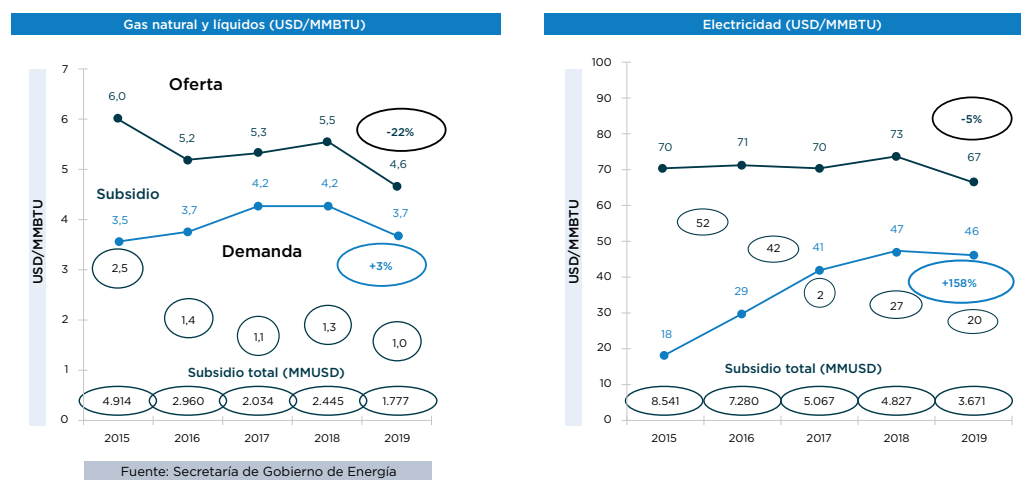
Figura 4-16: Evolución de precios de GLP, gasolina y diésel



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, 2020

Además, en la Figura 4-17, de acuerdo con OLADE, se muestra la evolución a través de los años de la oferta, demanda y subsidios de algunas fuentes de energía.

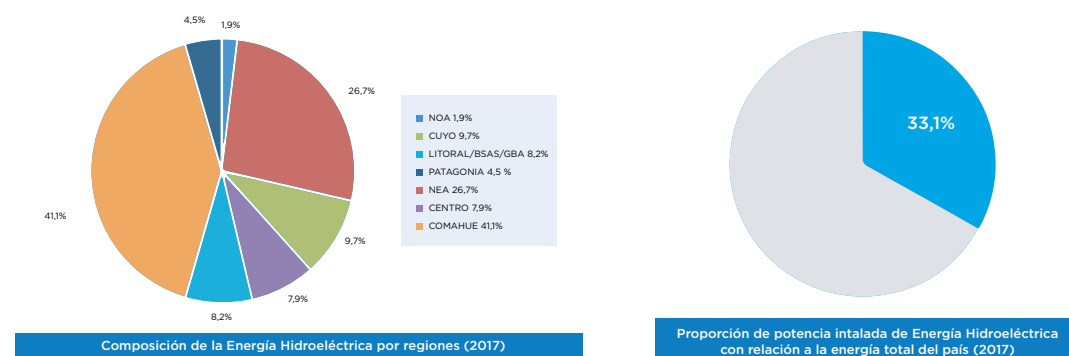
Figura 4-17: Oferta, demanda y subsidios a la energía en gas natural, combustible y electricidad, 2015-2019



Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE, 2020

En cuanto a la energía hidroeléctrica (MINEM, 2017), se muestra Figura 4-18 relacionada a la potencia y generación de este tipo de energía. La región con mayor composición es Comahue (41.1%), seguido de NEA y Cuyo con 26.7% y 9.7%, respectivamente. La proporción que representa la potencia instalada en comparación a la energía total del país es aproximadamente la tercera parte (33.1%).

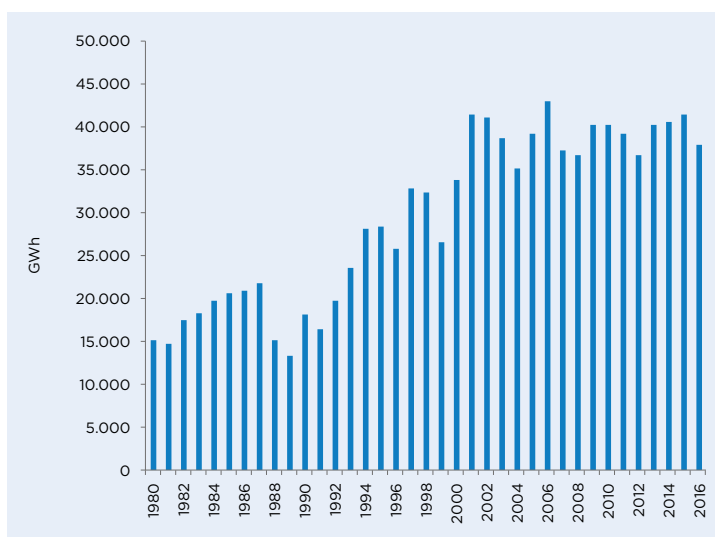
Figura 4-18: Izq. Composición de la energía hidroeléctrica por regiones (2017). Der. Proporción de potencia instalada de Energía Hidroeléctrica con relación a la energía total del país (Fuente: Estadísticas de hidroelectricidad en Argentina, MINEM²⁴)



Asimismo, en la Figura 4-19 se presenta la evolución de la generación de energía hidroeléctrica a través de los años, con un repunte muy notorio a partir del año 1993.

24. MINEM (2017), Estadísticas de hidroelectricidad en Argentina. Recuperado de: Secretaría de Energía (minem.gob.ar)

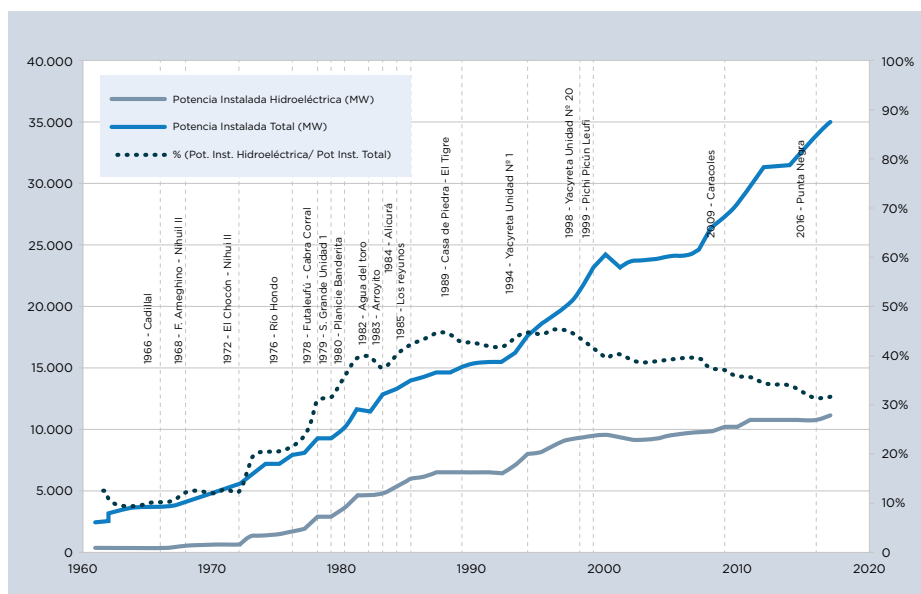
Figura 4-19: Evolución de la Generación de la energía hidroeléctrica



Fuente: Evolución de la Generación de la Energía Hidroeléctrica, MINEM²⁴

Finalmente, a continuación, se muestra la evolución en el tiempo de la proporción de la potencia instalada hidroeléctrica con respecto a la potencia total. Se aprecia un crecimiento que ha llegado a representar la tercera parte debido al impacto positivo de la construcción de centrales en Argentina.

Figura 4-20: Evolución de la potencia instalada hidroeléctrica vs potencia instalada total



Fuente: Estadísticas de hidroelectricidad en Argentina, MINEM²⁴

24. MINEM (2017), Estadísticas de hidroelectricidad en Argentina. Recuperado de: Secretaría de Energía (minem.gob.ar)

Tipos Mercados y Clientes

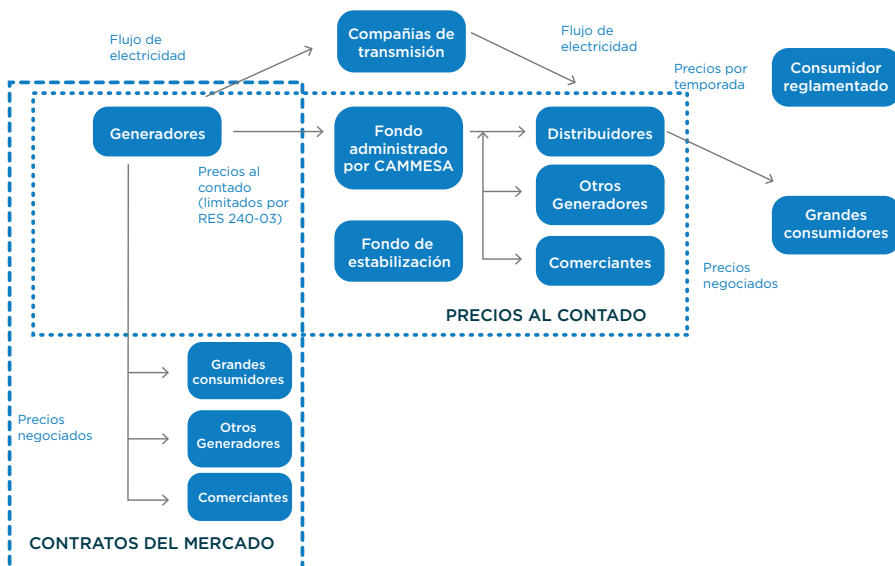
Las entidades mencionadas se encargan de la supervisión y adecuada operación del Mercado Eléctrico Mayorista:

Generadores

- Autogenerador: es un consumidor de electricidad que genera energía eléctrica como un subproducto, ya que su objetivo principal es la producción de bienes y/o servicios.
- Cogenerador: es un participante del mercado que genera energía eléctrica u otro tipo de energía con objetivos industriales, de marketing, calefacción o aire acondicionado.
- Compañías de transmisión y distribución: los servicios de transmisión se llevan a cabo bajo concesiones de largo plazo, con nuevas ofertas periódicas.
- Comerciantes y grandes usuarios: en la parte de consumo. Los grandes consumidores que participan directamente en el Mercado Mayorista se clasifican en tres categorías:
 - Grandes Usuarios Mayores o GUMA, con una capacidad de más de 1 MW y consumos energéticos de más de 4380 MWh/año.
 - Grandes Usuarios Menores o GUME, con una capacidad de entre 30 KW y 2 MW.
 - Grandes Usuarios Particulares o GUPA, con una capacidad de entre 30 KW y 100 KW.
 - Grandes Usuarios en Distribución Mayores (GUDI): son todos los clientes, a nivel de distribución, con una demanda media de 300 KW.

En la Figura 4-21 se ilustra lo descrito previamente para el Mercado Eléctrico Argentino:

Figura 4-21: Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista en Argentina



Fuente: Endesa Américas SA SEC filing 2016²⁵

25. Cita secundaria extraída del documento: Yaneva, M., & Tisheva, P. (2018). Informe sobre las Energías Renovables en Argentina en 2018. Congreso de energías limpias de Argentina (pág. 38). Buenos Aires: AIREC WEEK

Incentivos regulatorios para el desarrollo de la generación

De acuerdo con la Ley N° 27.191, se tienen los siguientes incentivos fiscales:

- Exención de aranceles a la importación de equipos, partes, repuestos, componentes y materias primas (previo control de falta de oferta local) hasta el 31/12/2017
- Amortización acelerada de bienes aplicables
- Devolución anticipada de IVA
- Exención del Impuesto a las Ganancias Mínimas Presuntas
- Exención del Impuesto a los Dividendos (sujeto a reinversión en infraestructura)
- Extensión a 10 años en la duración de los quebrantos impositivos
- Deducción de la carga financiera en el Impuesto a las Ganancias
- Certificado Fiscal sujeto a acreditación de componente nacional

Luego, se tienen los Incentivos a la Cadena de Valor

- Incentivos a los proyectos de generación para integrar componente nacional:
 - Prioridad de acceso a financiamiento vía FODER
 - Certificado Fiscal atado al cumplimiento de un mínimo de 30% de componente nacional en cada proyecto (excluyendo obra civil y otros).
- Incentivos a los proveedores locales:
 - Líneas de crédito a través de FODER
 - Exención de aranceles a la importación de bienes de capital, partes, componentes y materias primas.

En resumen, en la Tabla 4-2 se muestra de forma los esquemas regulatorios que aplican en los mercados de Panamá, Colombia, Brasil, Chile Perú y Argentina (Campo Pinzón, 2015):

Tabla 4-2: Comparativo de Mercados y Sistema de Precios de energía

País	Despacho y mercado spot	Contratos	Pago por capacidad	Expansión / Driver	Servicios Complementarios	Grandes Usuarios
Colombia	Ofertas de generadores a mínimo precio Uninodal	No estandarizados, comercializadores licitan libremente	Competitivo, Regulador convoca licitaciones	Subastas de largo plazo por ER	Recientemente ha iniciado la regulación de los SSCC	Instalación >100 kW o consumo mensual \geq a 55MWh/mes
Panamá	Costos variables y valor del agua mínimo costo Multinodal	Estandarizados	Competitivo, vía mercado spot	Contratos de largo plazo de distribuidoras Subastas de largo plazo por ER	No hay mercado	Instalación \geq a 100 kW
Perú	Costos variables y valor del agua mínimo costo Multinodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de largo plazo de distribuidoras Subastas de largo plazo por ER	Obligatoriedad para RPF. Oferta por RSF Otros productos sin regulación	Instalación \geq a 200 kW (opcional) y es obligado cuando es mayor a 2500 kW
Brasil	Costos variables y valor del agua mínimo y único costo para 4 nodos (subsistemas)	Estandarizados	No existe	Contratos de largo plazo de distribuidoras	Mercado competitivo	Instalación \geq a 10000 kW

Tabla 4-2: Comparativo de Mercados y Sistema de Precios de energía (cont)

País	Despacho y mercado spot	Contratos	Pago por capacidad	Expansión / Driver	Servicios Complementarios	Grandes Usuarios
Chile	Costos variables y valor del agua mínimo costo Multinodal	Estandarizados	Regulado	Contratos de largo plazo de distribuidoras	Mercado competitivo en formación, incluye a HPS	Instalación \geq a 5000kW
Argentina	Costos variables y valor del agua mínimo costo Multinodal	No estandarizados, comercializadores licitan libremente	Competitivo, Regulador convoca licitaciones	Contratos de largo plazo de distribuidoras	Mercado competitivo	Instalación \geq a 1000kW

Fuente: Adaptado de (Campo Pinzón, 2015).

4.2 Legislación para la competencia en el sector eléctrico

De acuerdo con las normativas vigentes de los distintos mercados eléctricos se revisan las condiciones bajo las cuales la legislación se regulan las formas de integración horizontal y vertical:



Panamá:

El contexto de la integración horizontal y vertical inicia en enero de 1996 cuando se firma la creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP); a través de la ley 26 de 1997 se definieron en la Ley Marco todas las características de la regulación para el sector eléctrico de Panamá, cuyos aportes más relevantes se destacan a continuación:

- En cuanto a la integración vertical de las empresas del sector eléctrico no se permite, estando fuera del marco legal. Sólo se exceptuó de esta regulación a las empresas de distribución, las que podrían participar en la generación sólo si esta no representa más de 15% de la demanda atendida en su zona de concesión.
- En cuanto a la actividad de generación, se señala que ninguna empresa privada puede solicitar nuevas concesiones si, al hacerlo, atienden, directa o indirectamente, atrás de otras empresas de generación u otros medios más de 25% del consumo de electricidad del mercado nacional.

Asimismo, otras características importantes en términos de concentraciones en el sector eléctrico panameño son las siguientes:

- Para el segmento de Transmisión, se creó la Empresa de Transmisión bajo la propiedad del Estado y controlando 100% de los activos.
- Para la participación privada se privatizaron las empresas estatales, permitiendo vender más de 51% de las acciones de las empresas de generación termoeléctrica y de distribución y hasta 49% de las acciones (formando empresas mixtas) de las empresas hidroeléctricas.

- La ley estableció el marco para otorgar concesiones para la generación hidroeléctrica, geotermoeléctrica, proyectos de transmisión y de distribución. La vigencia de las concesiones tiene un máximo de 50 años para generación, 25 años para transmisión y 15 años para distribución.
- Para las actividades de generación distintas a las que requieren concesión se estableció la posibilidad de otorgar licencias.



Colombia:

En este país para garantizar la separación vertical y horizontal de las actividades, promover la competencia y evitar la concentración accionaria, el marco legal²⁶ autoriza a la CREG para fijar límites al crecimiento de las empresas del sector eléctrico. En base a ello la CREG fijó los límites horizontales y verticales, como se describe a continuación:

- Para los límites horizontales: desde el año 2002 ninguna empresa puede tener una participación superior al 25 % del mercado, según la fórmula establecida por CREG en el 2006 cuyo cálculo toma en cuenta la energía importada a través de interconexiones internacionales.
- Para el límite vertical, se garantiza la separación de las actividades cuyo límite señala que las generadoras no podrán tener más de una actividad relacionada, con excepción de la comercialización.

Desde antes del 2000, los generadores están autorizados a realizar conjuntamente solo las actividades de generación y comercialización. Para ello efecto, las generadoras pueden crear una nueva unidad de negocio dentro de la misma persona jurídica, es decir, desarrollar objetos sociales múltiples (empresa integrada), o bien participar como asociadas creando o adquiriendo una nueva unidad de comercialización en el mercado, es decir, una filial, o bien adquiriendo una participación mayoritaria o minoritaria que les asegure el control, lo cual es también una forma de constituir una empresa integrada (Ferney, 2012).

La CREG ha establecido que las generadoras no pueden tener participación accionaria de más del 15 % del capital de una empresa de transmisión nacional.

Al respecto en el 2019 la Comisión de Regulación de Energía y Gas a través de su Resolución 080, planteando un marco normativo de reglas de comportamiento como obligaciones que deben cumplir los agentes que participen dentro de las actividades de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible. Las reglas deben ser incluidas dentro de los principios y obligaciones de las empresas para generar un procedimiento eficiente dentro de las actividades que internamente realizan los agentes y el cumplimiento de deberes frente a los usuarios. Dentro de las obligaciones se tienen:

- Aplicación diligente de los principios pertenecientes al servicio público.
- Cumplimiento de deberes pactados dentro de la empresa y el usuario
- Suministrar información clara, suficiente y confiable para garantizar el entendimiento y la solicitud de quien la requiera.

26. Ley 142 (arts. 73.25 y 74.1 a) y 143 (art. 74)

- En materia de cobros no previstos, deben tener un objetivo claro y verificable.
- Mantener protocolos de información que sea coherente al principio de transparencia
- Los agentes no pueden restringir las ofertas de otros mercados dentro de la actividad y mucho menos acaparar a los usuarios dentro de su empresa.
- Sus actividades deben versar sobre la seguridad de no poner en riesgo la prestación del servicio.
- La declaración de cumplimiento de la norma, suscrita por el representante legal, en el sitio web de cada uno de los agentes.

■ ■ Perú:

La concentración horizontal y vertical en el mercado eléctrico, se regula mediante la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (LAASE) promulgada en 1997, que otorga al Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) la facultad de autorizar las concentraciones cuando no afectasen la libre competencia en el sector. De esta forma, se obliga a notificar previamente a INDECOPI aquellas integraciones verticales u horizontales que tuvieran por efecto disminuir, dañar o impedir la competencia y la libre concurrencia en los mercados eléctricos; es decir, antes de una fusión o integración, debe existir una autorización previa de la Comisión de Libre Competencia (CLC) INDECOPI.

Al respecto, se indica:²⁷ “Deberá solicitarse la autorización previa respecto de los actos de concentración que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica que posean previa o posteriormente al acto que origina la solicitud de autorización, de manera conjunta o separada, un porcentaje igual o mayor al 15% del mercado en los actos de concentración horizontal. En el caso de actos de concentración vertical, aquéllos que involucren, directa o indirectamente, a empresas que desarrollan actividades de generación y/o transmisión y/o distribución de energía eléctrica que posean previa o posteriormente al acto que originó la solicitud de autorización, un porcentaje igual o mayor al 5 % de cualquiera de los mercados involucrados”.

Acorde a dicha ley, algunos supuestos que no requieren de autorización previa de la CLC son:

- Actos de concentración horizontal que involucren a empresas que poseen de manera conjunta o separada menos del 15% del mercado en el que actúan: En este supuesto están comprendidos la concentración dentro del mismo eslabón de la cadena productiva; esto es, dos o más empresas, ya sean de generación, de transmisión, o de distribución.
- Actos de concentración vertical que involucren a empresas que posean menos del 5% en cualquiera de los mercados involucrados: A diferencia del supuesto anterior, esta excepción aplica únicamente para aquellos actos de concentración que operan en planos distintos de la cadena productiva (por ejemplo, operación realizada por una empresa de generación y una empresa de transmisión)

27. Artículo 3 de la Ley N° 268786

- Actos de concentración para la adquisición de activos productivos que representen menos del 5% del valor total de los activos productivos de la empresa adquirente: A diferencia de las excepciones mencionadas, solo se analiza el impacto de la concentración en la empresa adquirente.
- La acumulación de menos del 10% del total de acciones con derecho a voto de una empresa eléctrica: Según la ley no requerirán de la autorización previa del INDECOPI los actos de concentración que involucren la acumulación directa o indirecta por parte de un mismo agente económico de menos del 10% del total de las acciones o participaciones con derecho a voto de una empresa eléctrica.



Chile:

La Normativa chilena²⁸, mediante la Ley corta I busca rediseñar el funcionamiento del mercado de transmisión a fin de fomentar un desarrollo más armónico del sector y aumentar la competencia en la generación. Debido a la integración vertical de las empresas operadoras, se busca limitarlas y dar espacio a la desintegración de éstas para evitar la instauración y fortalecimiento del monopolio de la transmisión.

La desintegración vertical asegura que el desarrollo de la transmisión no sea una barrera de entrada a centrales que compitan en el mercado eléctrico, como habría sucedido hasta dicha época. De manera complementaria, la guía de la Fiscalía Nacional Económica para el Análisis de Restricciones Verticales indica:

“La FNE apreciará en términos generales como lícita una restricción vertical cuando la cuota de mercado del vendedor, en el mercado donde vende los productos objeto del contrato, y la cuota de mercado del comprador, en el mercado donde adquiere los productos objeto del contrato, sean cada una del 35% o menos. Cumplidas ambas condiciones, desestimará la apertura de una investigación o cerrará la investigación ya iniciada”

Actualmente la norma prohíbe participar a las transmisoras en los mercados de generación y distribución. Mientras que las generadoras y distribuidoras sólo pueden entrar en transmisión con hasta un 8% de participación.



Brasil:

La concentración, en el caso de Brasil, es una operación ceñida a los siguientes criterios de análisis:

- En el segmento donde hay superposición horizontal, la operación genera control de una participación de mercado relevante inferior al 20%
- Para la integración vertical, la empresa adquirente no debe tener, antes de la operación, una participación de mercado superior al 20% en los segmentos de generación y transmisión.

28. Ley N° 19.940 de 2004

A los efectos de fusiones en el mercado, se consideran dos enfoques posibles.

- El primero es un monopolio natural, en el que se considera que cada concesionario presta servicios en un área delimitada y exclusiva, regulada por el respectivo contrato de concesión.
- En este caso, no es necesario hablar de superposición horizontal, ya que no existe la posibilidad de que dos empresas operen en el mismo mercado relevante. Este escenario se verifica en la generación, distribución y transmisión de energía eléctrica.



Argentina:

En el mercado argentino la integración se regula mediante una Ley Marco y sus normas complementarias que establecen una serie de restricciones para evitar acciones monopólicas mediante la integración vertical y/o horizontal.

En ese sentido la responsabilidad de prevenir conductas anticompetitivas o monopólicas recae en el Ente Regulador, estableciendo²⁹ que: “Ningún generador, distribuidor, gran usuario ni empresa controlada por algunos de ellos o controlante de los mismos podrá ser propietario o accionista mayoritario de una empresa transportista o de su controlante”.

Uno de los instrumentos que sirven al control de una estructura desintegrada vertical es el seguimiento accionario de las distintas unidades de negocios, a los efectos de analizar la participación de los accionistas en cada caso. Desde la vigencia de la Ley de Defensa de la Competencia N° 25.156 de 1999, los análisis de concentración se llevan a cabo en cada oportunidad de adquisición de una unidad de negocio por parte de determinado grupo económico a los fines consultivos de la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia y/o la Secretaría de Defensa de la Competencia y el Consumidor.

El marco legal apunta a mantener desintegrados horizontalmente los distintos segmentos del mercado eléctrico, permitiéndolo “Sólo mediante, la expresa autorización del ente dos o más transportistas, o dos o más distribuidores...”.

También se requiere autorización para que un transportista o distribuidor pueda adquirir la propiedad de acciones de otro transportista o distribuidor.

4.3 Regulación sobre la Titularidad, Desarrollo y Operación de proyectos de almacenamiento: Agentes de G, T & D, nuevos agentes del mercado



Panamá:

La normativa actual del sector eléctrico no prevé la regulación de proyectos de almacenamiento en alguna de sus fases de operación o desarrollo. Sin embargo, es importante considerar los lineamientos establecidos para los nuevos participantes del mercado eléctrico panameño tanto para el segmento de productores y de grandes clientes, puesto que los proyectos de HPSs tiene una operación tanto en la generación como en el consumo de energía. Al respecto, algunos detalles importantes para el segmento de generación son:

29. Ley N° 24.065

- Los productores deberán contar con licencia o concesión de generación
- Obtención de viabilidad de conexión al sistema
- Determinación del valor de potencia firme de largo plazo
- Cumplimiento de requisitos de interconexión
- Validación del Sistema de Medición Comercial



Colombia:

Para el caso de Colombia, en general los procedimientos generales para la instalación de una planta de generación de energía, la conexión al sistema de transmisión nacional, STN, y el registro para comercializar en el mercado de energía mayorista, se consideran las siguientes etapas:

- **Etapas 1.** Pre-construcción. Corresponde a los procesos de estudios, diseños, consecución de licencias y permisos que se deben tramitar ante el Ministerio de Medio Ambiente y las autoridades locales.
- **Etapas 2.** Construcción. Corresponde a los procesos de adquisición de predios y construcción en el sitio del proyecto. Para esta etapa es requerido un Contrato de conexión y cumplir con los requisitos para desarrollar la actividad de comercialización establecida en el Reglamento de Comercialización de la Resolución CREG 156 de 2011.
- **Etapas 3.** Entrada en operación. Corresponde al proceso de conexión de la planta al Sistema Interconectado Nacional, SIN, y entrada en operación comercial para la venta de la energía al mercado de energía mayorista. En esta etapa la regulación está definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, la cual define todas las reglas que debe cumplir un generador que participe en el mercado.

En relación con los sistemas de almacenamiento en Colombia la CREG en agosto del 2019 ha publicado la Resolución 098 Mecanismos para Incorporar Sistemas de Almacenamiento para mitigar inconvenientes por falta o insuficiencia de redes de transporte en el Sistema Interconectado Nacional.

Dicha Resolución ha sido emitida atendiendo a la problemática de atraso de proyectos de redes de transporte eléctrico y, para disminuir la vulnerabilidad de las áreas de influencia, requiriendo el aumento de generación para seguridad que ocasiona incremento del costo de restricciones, ante lo cual se proponen alternativas para mitigarlas.

Para reducir la vulnerabilidad de las áreas donde se tienen proyectos atrasados, o incluso que aún no se inicia la construcción de redes se consideran alternativas que incluyen la instalación de sistemas de almacenamiento con baterías. Dicha medida regulatoria reconoce que los sistemas de almacenamiento pueden suplir diversas necesidades de los sistemas de generación y transporte, pero debido a la problemática del SIN se consideran principalmente como un “Servicio de Red”, con el único fin de mitigar los problemas existentes por la insuficiencia de las redes.

Como indica la resolución, la CREG está desarrollando estudios para formular su propuesta de servicios complementarios y uno de ellos podría ser brindados por los sistemas de almacenamiento con baterías.

En ese sentido la CREG precisa las condiciones regulatorias para la instalación y funcionamiento de sistemas de almacenamiento de energía con baterías SAEB, planteándose los siguientes objetivos:

- Definir como se identifican las necesidades de un SAEB – Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías en el SIN.
- Establecer las condiciones para la ejecución de los proyectos.
- Diseño de mecanismos para Procesos de Selección a efectos que los proyectos cumplan con las exigencias técnicas y los plazos para su puesta en servicio.
- Diseño del esquema de remuneración de los adjudicatarios por los sistemas de almacenamiento.

Lo descrito anteriormente, corresponde a la respuesta de la CREG en lo correspondiente a sistemas de almacenamiento.

Asimismo, desde el 2019, el gobierno de Colombia ha instaurado La Misión de Transformación Energética con el objetivo de poner al país a la vanguardia en los retos que plantea la transición energética. Esta tarea desarrollada por 20 expertos se delineará una hoja de ruta a largo plazo integrando las energías renovables, el gas natural, vehículos eléctricos, la utilización eficiente de subsidios y la introducción del país a la ‘cuarta revolución industrial’, para lo cual se han identificado 5 focos de trabajo.

Foco No. 1. Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico.

Foco No. 2. El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda

Foco No. 3, (Fase I). Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda. Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos.

Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.

Foco No. 5. Institucional y Regulatorio.

Recientemente, los grupos de trabajo elaboraron el segundo Informe³⁰ que define el alcance de la Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica. Al respecto se cita a Moreno et ál. (2017), quienes revisan el rol de la generación hidroeléctrica y otras tecnologías de almacenamiento de energía en facilitar la integración de energías renovables en Latinoamérica.

- Los grandes reservorios asociados a plantas hidroeléctricas en Latinoamérica han proporcionado históricamente arbitraje temporal de energía, capacidad, y servicios auxiliares a bajo costo operativo y de oportunidad.

30. https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24126247/Informe+2_Mision+Transformacion+-+Es-pa%C3%B1ol.pdf

- Esta situación está evolucionando debido en parte al aumento de energías renovables con variabilidad significativa de corto plazo, resultando así en oportunidades para el desarrollo de otras tecnologías de almacenamiento.
- El momento para el despliegue de estas otras tecnologías de almacenamiento se ve afectado por su competitividad intrínseca (que depende de la evolución de sus costos) y por los marcos regulatorios y comerciales que actualmente resultan en barreras e incentivos económicos insuficientes para nuevas inversiones.

Perú:

En Perú no se ha establecido la normativa sobre regulación de proyectos de almacenamiento en alguna de sus fases de operación o desarrollo. Sin embargo, se puede considerar los requisitos establecidos para los nuevos participantes del mercado eléctrico tanto para el segmento de generadores y de Usuarios Libres (grandes clientes), puesto que los proyectos de HPSs tiene una operación tanto en la generación como en el consumo de energía.

De este modo, para el caso de los generadores y usuarios libres, algunas consideraciones importantes son:

- Las instalaciones del Agente deben de contar con el Certificado de Conformidad del Estudio de Operatividad, emitido por el COES según el Procedimiento Técnico “Ingreso, Modificación y Retiro de las Instalaciones en el SEIN (PR-20)”.
- Copia de la Resolución Suprema de Concesión Definitiva o Resolución Ministerial o Directoral que otorga concesión o autorización para desarrollar las actividades de Generación.
- Copia de la vigencia de poderes del representante legal de la empresa, expedida por Registros Públicos, con una antigüedad menor a tres (3) meses de la fecha de presentación de la solicitud.
- Copia del documento de identidad del representante legal de la empresa.

Chile:

En Chile se observa un dinamismo en proyectos de energía renovable variable en la zona norte que, con su plan de retiro de centrales a carbón, están creando una oportunidad importante para el desarrollo de sistemas de almacenamiento. En los últimos 10 años, su transición energética ha tenido diversos impactos, como la reducción de costos de electricidad, diversificación de la matriz energética, entre otros (Tapia, 2020).

Para los operadores ha sido un desafío gestionar la variabilidad de las eólicas y las rampas de subida y bajada de la generación solar, identificando que los sistemas de almacenamiento son útiles y eficiente, dado que tienen rápida respuesta y adaptación a cambios repentinos o programados de la combinación de oferta y demanda del sistema eléctrico, que lo denominan “atributo de flexibilidad”. Es así como los nuevos proyectos se integran con sistemas de almacenamiento, complementando a las centrales renovables, siendo importantes los almacenamientos hidráulicos o pumped storage, que tienen cerca de 9.000 GWh de almacenamiento, no obstante que hasta ahora tienen un rol secundario en el país.

En lo regulatorio la normativa 20.936 del año 2016 se reconoce el almacenamiento en el sistema eléctrico, emitiéndose un reglamento para la operación de centrales de bombeo, que incluía a los sistemas de almacenamiento y sus distintas categorías, pero que fue retirado tras las observaciones de su consulta pública.

Desde marzo de 2019, con el reglamento de servicios complementarios se incluye a los sistemas de almacenamiento en todas sus categorías, seguido por el reglamento de coordinación y operación en diciembre del mismo año; siendo el primer marco legal para la operación de los sistemas de almacenamiento en el mercado de energía y de servicios complementarios.

Actualmente se plantea una modificación al reglamento de potencia para integrar a los sistemas de almacenamiento en el mercado de potencia. Al respecto, se ha publicado una Estrategia de Flexibilidad que define un plan de trabajo para mejorar diversos aspectos asociados a la regulación que afecta a los sistemas de almacenamiento. En ese sentido, la normativa chilena pretende dar certeza a los interesados en el desarrollo de estos sistemas, tanto en aspectos de retribución de capacidad como en la forma en que estos sistemas serán operados en el mercado de la energía, ya que no hay un reconocimiento de la contribución a la suficiencia del sistema que sea remunerada.

En este mercado se considera que el factor más determinante para promover el ingreso de sistemas de almacenamiento son los costos de inversión, los cuales han ido descendiendo, y se espera que cada vez sean más competitivos. Estiman que el costo de desarrollo de las baterías de litio se ha ido reduciendo en el tiempo, considerándose como la tecnología de almacenamiento con más desarrollo en la actualidad.



Brasil:

Aunque Brasil cuenta con HPSs, dentro de los procedimientos y requisitos disponibles para nuevos agentes no contempla documentación referente a sistemas de almacenamiento de energía. Por ello, dado que las HPSs ofrecen un comportamiento de generación y de carga, a continuación, se presentan los aspectos más importantes para el acceso a la red de sistemas de generación y cargas, como referencia para sistemas de almacenamiento:

El documento disponible indica requerimientos técnicos tanto para unidades generadoras de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas con potencia total menor o igual a 30 MW con límites temporalizados de operación en la frecuencia, relativos a la regulación primaria y secundaria de frecuencia y relativos a los sistemas de protección, registros de perturbación. Asimismo, en el documento disponible se muestran los requisitos para la conexión de cargas a la red eléctrica.

El documento también precisa las siguientes condiciones de conexión para los nuevos proyectos:

- Sus instalaciones cumplen las normas técnicas de ABNT según corresponda y, en su defecto, las normas técnicas de IEC y ANSI, en ese orden de preferencia;
- Los interruptores sean capaces de interrumpir, sin riesgo para el sistema, las corrientes de cortocircuito en el punto de conexión a las instalaciones bajo la responsabilidad del transmisor;
- Los equipos sean capaces de operar satisfactoriamente, sin daño ni pérdida de vida útil, con los niveles de tensión de la Red Básica en la frecuencia fundamental dentro del rango permisible.

- Los sistemas de protección de sus instalaciones eliminan fallas, operando de manera efectiva y segura y en coordinación con la protección de las instalaciones de transmisión;
- La carga se distribuya adecuadamente entre las fases; y
- La carga participa en las medidas operativas para el manejo de carga y los Sistemas de Protección Especial - SEP, incluyendo el Esquema Regional de Alivio de Carga por Subfrecuencia - ERAC, en los montos de carga disponibles para corte y ajustes previamente definidos para cada etapa, según lo establecido por ONS para el área geoelectrica donde se inserta la conexión.
- En cuanto al factor de potencia en el punto de conexión a las instalaciones de transmisión a cargo del transmisor, el consumidor o autoproducer de energía eléctrica, el agente de distribución debe mantener un factor de potencia entre 0.98 a 1 (inductivo) para tensiones superiores a 345 kV, 0.95 a 1 para tensiones en 69 kV y 345 kV y 0.92 a 1 (capacitivo o inductivo).
- La operación de conmutación de un banco de condensadores instalada para la corrección del factor de potencia no debe provocar fenómenos transitorios o resonancias que perjudiquen el desempeño de las instalaciones de transmisión o de los agentes conectados a ellos.



Argentina

El mercado eléctrico argentino contempla que toda empresa para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sea como Generador, Autogenerador, Cogenerador, Transportista; Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en la norma argentina³¹.

La solicitud de habilitación debe ser presentada por la empresa interesada, entendiendo por tal al sujeto de derecho titular de las instalaciones que integran un establecimiento o planta destinado a la actividad de generación, cogeneración o autogeneración de energía eléctrica, o de las instalaciones que integren un sistema de transporte o distribución de energía eléctrica, o del establecimiento o planta que por sus características de consumo de energía eléctrica reúna los requisitos que califican al Gran Usuario.

Se requiere una habilitación independiente como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), aunque se trate de una misma empresa:

- Por cada una de las actividades eléctricas antes mencionadas, aunque sean desarrolladas por la misma empresa.
- Por cada uno de los sistemas, establecimientos o plantas eléctricas en tanto requieran de diferentes puntos de intercambio físico (puntos de efectivización física de las transacciones de energía eléctrica en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).
- Copia certificada del Estatuto de la Sociedad y sus modificatorias, que tenga concordancia con el objeto social de la realización de la actividad por la que se solicita la habilitación.

31. Resolución S.E. N°206

4.4 Impacto de la potencial integración de las HPS como nuevas inversiones

De la revisión de los aspectos técnicos y sus beneficios sobre el sistema, así como los aspectos legales y los mecanismos de promoción, se ha concluido que los sistemas de almacenamiento de energía, en particular los HPS pueden proporcionar diversos servicios en el sistema eléctrico de potencia, adecuándose a los distintos segmentos del sector eléctrico, cuya realización constituye directamente la base de los modelos de negocio.

En la experiencia revisada estos servicios se brindan en función de diversos factores como capacidades de almacenamiento requeridas, el operador del almacenamiento, la localización de este en la red eléctrica, entre otros.

En cuanto a su potencial ingreso como nueva inversión en proyectos de HPS, el presente análisis considera su integración bajo las premisas siguientes:

- Complementarse con las renovables no convencionales intermitentes, en particular con las CSFV, siendo el factor importante su nivel de complementariedad para la subida y bajada en función de la capacidad actual operativa en los sistemas evaluados.
- Dado los diferenciales de costos marginales en los sistemas, evaluados en numeral anterior, los sistemas HPS pueden complementar una fracción de la capacidad térmica no renovable que opera en los bloques horarios de mayor costo marginal, estimando un 20% de la capacidad térmica actual.
- Considerar un costo medio unitario de inversión referenciado por los estudios internacionales tomados como base USD 1000 / kW.

Bajo las premisas expuestas, en el siguiente cuadro se muestra un estimativo general sobre el potencial de desarrollo de proyectos HPS.

Tabla 4-3: Potencial de proyectos HPS e Inversiones

País	Flexibilidad de Suministro		Sostenibilidad Medio Ambiental (MW)	
	Complemento a CSFV MW	Inversión Estimada MM USD	Reemplazo de Centrales Térmicas	Inversión Estimada MM USD
Panamá	189	189	398	398
Colombia	85	85	1 106	1 106
Perú	284	284	1 428	1 428
Brasil	4 640	4 640	8 092	8 092
Chile	2 318	2 318	2 763	2 763
Argentina	759	759	5,081	5,081
Total	8 275	8 275	18 858	18 858

Nota: Estimado sobre una inversión unitaria de 1000 USD/kW

Fuente: Elaboración propia

Para la realización efectiva de estas potenciales inversiones y la prestación de los servicios descritos por parte de los sistemas HPS, aún será necesario superar diversas barreras, destacando el coste de la tecnología HPS, la mejorar de sus prestaciones técnicas (respuesta de ingreso, eficiencia, durabilidad, entre otros), y también barreras de tipo regulatorio. En ese sentido, sin una regulación adecuada que permita considerar esta tecnología como un agente más en los mercados eléctricos, que sea remunerada en función de los servicios que proporcione, será imposible el desarrollo de los modelos de negocio que se puedan plantear. El informe revisa el marco regulatorio y los avances que se han logrado principalmente en los mercados de Chile y Colombia.

De otro lado, el impacto de las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo también se debe evaluar desde el punto de vista constructivo como la ubicación específica para su desarrollo, con condiciones similares a las hidroeléctricas convencionales para su implementación, con otros impactos como:

Impactos ambientales: Se puede considerar que las HPS generarán alteraciones en los procesos geofísicos como: erosión, sedimentación e incluso alteraciones en los ecosistemas terrestres y acuáticos. En ese sentido las nuevas HPS deberán considerar actividades para prevenir, mitigar, corregir y compensar los impactos negativos y potenciar los positivos generados por el proyecto durante las diferentes etapas de estudios, construcción y operación.

Impactos Sociales: Se refieren a los efectos potenciales del proyecto sobre la población de la zona, para lo cual se debe realizar actividades de desarrollo sostenible para las comunidades. Para la construcción y puesta en marcha de una HPS será de vital importancia establecer relaciones armónicas entre el proyecto y los actores sociales del área de influencia directa e indirecta mediante implementación de estrategias comunicativas oportunas y precisas acordes a las necesidades de los grupos de interés.

Impactos Económicos: serán consecuencia de los cambios en una región a partir de la construcción y puesta en marcha de una HPS. Por ejemplo, para el caso de la CH Convencionales, dicho impacto se refleja en el número de empleos que puede generar en su etapa de construcción y de operación, los beneficios consecuentes de la mejora en la calidad de vida de la población por las obras desarrolladas por el proyecto y los ingresos que se reciben por los impuestos cobrados al proyecto, entre otros. La mejora en la calidad de vida se ve reflejada en aspectos como la posibilidad de acceder a los servicios públicos básicos, la disminución en tiempos de traslados de un lugar a otro por la construcción de una vía, contar con servicios de salud, acceder a programas recreativos y de capacitación, y, sobre todo, en la transformación de la percepción de la población frente a su región de residencia.

4.5 Diseño regulatorio para integración de nuevas tecnologías de almacenamiento energético

En el presente estudio se muestra que cada vez los mercados de electricidad cuentan con mayores niveles de generación renovable variable o intermitente, pero con un escaso despliegue real de sistemas de almacenamiento y, no obstante, el potencial para HPS, lo más publicitado en el ámbito técnico está ligado a los avances tecnológicos con las baterías de almacenamiento BESS.

Así, independiente de la tecnología de almacenamiento, el desafío es cómo recompensar adecuadamente a los inversionistas por estos sistemas, dado la gama de servicios que brin-

dará a los sistemas eléctricos, especialmente en los mercados evaluados que han experimentado la reestructuración y liberalización, descritas arriba. En ese sentido se requiere adaptar o rediseñar los marcos regulatorios para la integración de estas tecnologías.

Bajo la regulación actual, además de barreras técnico-económicas para los sistemas de almacenamiento, los modelos de negocio relacionados son escasos y básicamente, giran en torno a los ámbitos enumerados a continuación:

- Aplicación de instalaciones HPS para provisión de reservas de potencia en las redes eléctricas.
- Aplicación de almacenamiento para autoconsumo en la industria.

Además, es potencialmente factible plantear proyectos piloto con modelos de negocio que consideran el almacenamiento de energía en su interacción con los mercados eléctricos en sistemas interconectados. Estos no pretenden ser la gama completa para la transformación de los sistemas eléctricos, incluyéndose sólo algunos de ellos.

En particular en el mercado de Chile, para su diseño regulatorio se identificaron las aplicaciones de los sistemas HPS, mostradas en la Figura 4-22.

Figura 4-22: Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento

			
Generación	Transmisión	Clientes	Clientes
<ul style="list-style-type: none"> • Arbitraje de Energía • Gestión Estacional de la Energía • Servicios Complementarios <ul style="list-style-type: none"> - Reg. Frec. - Reservas - Regulación de Tensión - Recuperación de Servicio • Suministro Potencia de Punta • Integración Energías Renovables Variables 	<ul style="list-style-type: none"> • Alivio de Congestionamientos • Desfase de Inversiones • Servicios Complementarios 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de Demanda • Respuesta de Demanda • Alivio de Congestionamientos • Desfase de Inversiones • Electro-movilidad • Redes Inteligentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión de Demanda • Respuesta de Demanda • Autoproducción

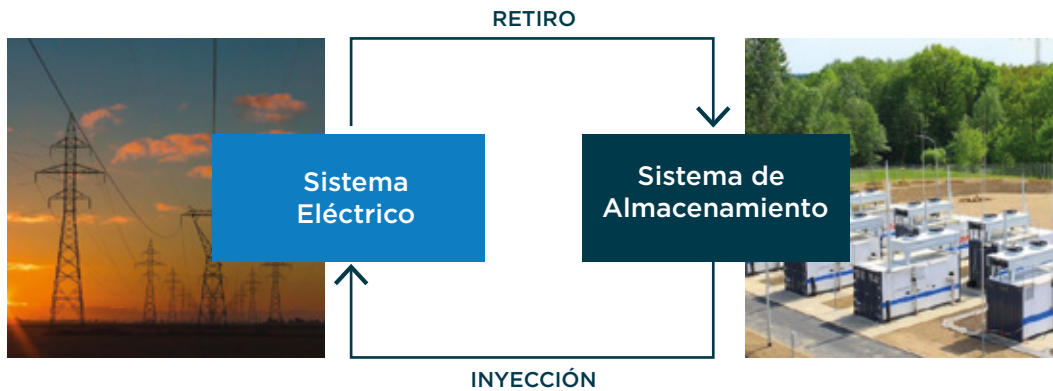
Fuente: Sistemas de almacenamiento, CNE Chile³²

Identificadas las aplicaciones, el diseño regulatorio definió a los sistemas de almacenamiento, planteando lo siguiente: “Sistemas de Almacenamiento: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento. (Artículo 225°, literal ad)³³”.

32. Reglamentos de Coordinación y Operación – Sistemas de Almacenamiento – CNE Chile (<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Mesa-N%C2%B0-2-Reglamento-Cy-O-Sistemas-de-Almacenamiento-1.pdf>)

33. Ley 20.936 (2016)

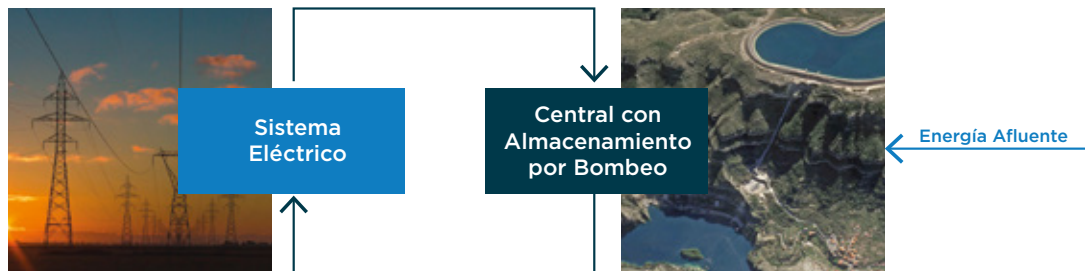
Figura 4-23: Sistema de Almacenamiento



Fuente: Sistemas de almacenamiento, CNE Chile

En cuanto a los Sistemas de Almacenamiento y Centrales con Almacenamiento por Bombeo, mostrados en la Figura 4-24, que se interconectan al sistema eléctrico estarán sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador.

Figura 4-24: Central con Almacenamiento por bombeo



Fuente: Sistemas de almacenamiento, CNE Chile

El marco regulatorio en referencia, formula los criterios de habilitación para efectuar retiros y tratamiento de estos. Así, los retiros efectuados en el proceso de almacenamiento no estarán sujetos a los cargos asociados a clientes finales, siendo el reglamento el que establecerá las disposiciones aplicables a dichos retiros.

En cuanto a la categoría del agente se denomina en “Calidad de coordinados” a todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título Sistemas de Almacenamiento de energía, y que se interconecte al sistema, estando obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador de acuerdo con la normativa vigente. La ley chilena señala que el reglamento podrá establecer exigencias distintas para los coordinados de acuerdo con su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos.

Para el caso específico de la tecnología HPS el diseño regulatorio³⁴ identifica a las Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica, definiéndolos en su reglamento que corresponde a instalaciones que “Opera con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de forma que exista una diferencia de altura entre ellos que permita el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior uso en generación eléctrica.” En este caso el reservorio superior presenta afluentes de baja probabilidad de ocurrencia y que representan menos del 1% del volumen total de acumulación.

En cuanto a la Variabilidad Hidrológica se señala que una central de bombeo NO está sujeta a variabilidad hidrológica bajo los siguientes criterios:

- Si el reservorio inferior tiene un volumen tal que se mantiene la disponibilidad del recurso hídrico sin limitar la operación de la central a potencia nominal.
- Si el reservorio superior no tiene extracciones distintas a las asociadas a la generación.
- Si el reservorio superior presenta afluentes naturales menores y de baja probabilidad de ocurrencia (<1% volumen total de acumulación).

En lo que respecta al modo de operación para estas centrales, el Coordinador puede instruir el cambio del modo de operación de un Sistema de Almacenamiento o de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud de la obligación de preservar la seguridad del sistema.

De forma complementaria el Reglamento de Centrales de Bombeo sin Variabilidad Hidrológica precisa las condiciones para lo siguiente:

- Habilitación para efectuar retiros y su tratamiento.
- Grado de coordinación y programación de la operación
- Determinación de costo variable
- Prestación de Servicios Complementarios
- Determinación de potencia inicial y cálculo de indisponibilidad forzada
- Consideración de retiro en demanda de punta y demanda de punta equivalente

A continuación, brevemente se describe el tratamiento de retiro para el “modo carga” para un Sistema de Almacenamiento o Central con Almacenamiento por Bombeo.

- El consumo de energía desde el sistema, para operar en Modo de Retiro o Carga, se considera un retiro efectuado por el propietario de un Sistema de Almacenamiento o de una CAB, quien estará facultado para realizar tales retiros.
- Los retiros de energía desde el sistema eléctrico para la operación en Modo de Retiro o Carga no podrán ser destinados a la comercialización con distribuidoras o clientes libres.

34. Decreto 128/2016

- Los retiros no se considerarán para los siguientes efectos:
 1. Acreditación cumplimiento de obligación ERNC (Artículo 150° bis de la LGSE).
 2. Pago correspondiente a clientes finales por uso de los sistemas de transmisión.
 3. Asignación de ajuste por precio estabilizado a PMGD/PMG.
 4. Cálculo de las prorratas de asignación de certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada (inciso tercero, Artículo 150° ter de la LGSE).
 5. Pago asociado a clientes finales por servicios complementarios.

En relación con la propiedad de los sistemas de almacenamiento.

- Los Sistemas de Almacenamiento no aportan energía neta al sistema eléctrico, sino que permiten la gestión temporal de la misma, mientras que las Centrales con Almacenamiento por Bombeo sí lo hacen a partir de la gestión de su energía afluente.
- Las Centrales con Almacenamiento por Bombeo participan en el giro de generación de electricidad, y aplican sobre ellas los criterios de desintegración que impone el Artículo 7° de la LGSE a las empresas operadoras o propietarias del Sistema de Transmisión Nacional.
- Lo anteriormente señalado no aplica sobre los Sistemas de Almacenamiento, mientras estos no sean considerados como parte del Sistema de Transmisión Nacional.

Para la participación en los Balances de Transferencia:

- Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten a cualquier título un Sistema de Almacenamiento o una CAB participarán en los balances de transferencias de energía y potencia del sistema o subsistema que corresponda.
- Se requieren adecuaciones de consistencia regulatoria en lo referente al Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras (D.S. N°62/2006) para permitir la participación de los Sistemas de Almacenamiento.

Finalmente, para la comercialización en el Mercado Mayorista:

- Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten, a cualquier título una CAB podrán efectuar retiros de energía y potencia desde el sistema para comercializarla con distribuidoras o clientes libres.
- Los propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quienes exploten, a cualquier título un Sistema de Almacenamiento no podrán efectuar retiros de energía y potencia desde el sistema eléctrico para comercializarla con distribuidoras o clientes libres.

De la misma forma, el diseño del marco regulatorio considera las reglas para la operación como “Inyección de Energía” participando en la programación y definiéndose la Potencia de Suficiencia, así como los índices de indisponibilidad.

Bajo las consideraciones del diseño regulatorio de referencia, en los países de Latinoamérica será necesario adaptar el diseño regulatorio para operaciones con almacenamiento de energía.

Efectivamente, sin una regulación adecuada que permita considerar el almacenamiento de energía como un actor más en los mercados eléctricos, el cual ha de ser remunerado en función de los servicios que proporcione, es imposible el desarrollo de los modelos de negocio que se puedan plantear.

Recogiendo la experiencia internacional de España en cuanto a marco regulatorio para sistemas de almacenamiento de energía, se recoge un resumen de acciones propuestas para promover el almacenamiento:

- Elaboración de un plan de desarrollo de renovables que incluya las capacidades necesarias tanto en generación renovable como en almacenamiento.
- Desarrollo de Marco Regulatorio (definición normativa energética) que incluya el almacenamiento y garantice la instalación de una capacidad justificada económicamente. A nivel de red de transporte ese marco debería contar con:
 - El Operador del Sistema debería determinar la capacidad de almacenamiento que el sistema podría incorporar a un coste competitivo.
 - El regulador debería convocar subastas para la adjudicación de una capacidad de almacenamiento igual o superior a la calculada.
 - Luego de la subasta, el regulador debería adjudicar/aceptar las ofertas de menor precio hasta una capacidad cuyo coste total sea inferior o igual a los beneficios calculados por el Operador, mediante contratos a largo plazo con los agentes.
 - Una vez puestas en servicio, el Operador gestionaría las instalaciones de almacenamiento adjudicadas con el objetivo de minimizar los costes totales del sistema.
- Definición/diseño de un mercado eléctrico (señales adecuadas) que incluya una gran penetración renovable e incluso una total generación renovable y reestructuración del sistema eléctrico para optimizar el uso de infraestructuras ya existentes y proponer nuevas instalaciones que faciliten la gestión de un sistema renovable.
- Reducción de costes de tecnologías de almacenamiento mediante I+D u otros.
- Creación de un comité de expertos (desde la administración del estado, por ej.) para elaborar un plan a medio/largo plazo de desarrollo e inversiones para las tecnologías de almacenamiento.

De forma general, en Europa la tecnología de almacenamiento HPS está totalmente establecida e integrada en los mercados eléctricos y su aplicación para la regulación de la potencia generada en el sistema eléctrico se ha llevado a cabo desde principios del siglo XX. En estos mercados el bombeo de agua provee reservas terciarias, ofertando bandas de potencia a subir y bajar en los mercados de gestión de desvíos.

Generalmente, estas instalaciones bombean (consumen) cuando el precio de la electricidad es bajo y turbinan (generan) cuando el precio de la electricidad es elevado. Este es el mecanismo, además de los ingresos por capacidad, por el cual obtienen un margen de beneficio y contribuyen a estabilizar los precios del mercado.

4.6 Cambios regulatorios para promover las tecnologías de almacenamiento y las HPS

A lo largo del presente estudio se observa que los mercados no disponen de un adecuado marco regulatorio que facilite la integración de sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos, y potencialmente se defina un modelo de negocio para estos sistemas mediante

la autogeneración, aprovechando las potenciales diferencias de costos marginales.

Dicha limitación plantea la necesidad de cambios en el diseño de los distintos mercados eléctricos para permitir el desarrollo de sistemas de almacenamiento HPS, asegurando la estabilidad del marco regulatorio una vez que se adopten los cambios pertinentes, reduciendo la incertidumbre para los inversionistas ante sus decisiones de inversión en estos sistemas.

Como se ha visto, los mercados de Chile y Colombia han avanzado en modelos de negocio para proyectos de almacenamiento que permiten aprovechar las distintas fuentes de ingresos asociadas a los distintos servicios que pueden proveer, y no son fáciles de implementar, lo que disuade a potenciales inversionistas y posterga el desarrollo de estas tecnologías.

De otro lado, siguiendo la experiencia europea, en particular de España³⁵, a efectos de promover cambios regulatorios que viabilicen los sistemas de almacenamiento para los sistemas eléctricos, se plantean las siguientes consideraciones para reestructurar el marco regulatorio:

- Alinear políticas de integración de generación renovable intermitente con los sistemas de almacenamiento, como un recurso complementario para mitigar los impactos operativos asociados a una elevada penetración RER en el sistema eléctrico.
- Definir una categoría propia para los sistemas de almacenamiento como agentes del sistema, evitando la categoría simultánea como generación y consumo. Para ello, establecer un esquema de remuneración ad hoc teniendo en cuenta los beneficios del almacenamiento para el sistema eléctrico y la forma de cuantificar la provisión de los servicios asociados.
- Definir los Códigos o Procedimientos para conexión a la red de los sistemas de almacenamiento, así como para la operación, mantenimiento y evaluación de desempeño. Esta sería una forma de reducir el riesgo e incertidumbre para los potenciales inversionistas.
- Adecuar los límites establecidos para los servicios complementarios, considerando la posibilidad de brindar servicios de regulación en tiempos reducidos, inferiores a los establecidos en la actualidad. Para ello se podrían establecer mecanismos para favorecer la agregación de sistemas de almacenamiento para la provisión de servicios complementarios de forma coordinada.
- Permitir la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, teniendo en cuenta su limitada capacidad, costes de inversión e incertidumbre en cuanto a la capacidad de generación a largo plazo.

En cuanto a la referencia de la Ley N° 20.936 en Chile desde el 2016, que define un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrico, con un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional que trajo consigo cambios respecto a los servicios complementarios y el uso de sistemas de almacenamiento de energía.

Dicha ley define los servicios complementarios como “prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 y que se refiere a preservar la seguridad de servicio en el sistema, garantizar la operación más económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias”.

35. El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro – 2017 - Endesa

Para los Sistemas de Almacenamiento de Energía, se ha ampliado el concepto, definiéndolo como todo “equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento”. Esto abre nuevas oportunidades para soluciones innovadoras de almacenamiento de energía.

También se indica que cualquier sistema de almacenamiento de energía que esté sincronizado estará obligado a sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador y que “le corresponderá a esta entidad la coordinación y determinación de las transferencias económicas entre empresas sujetas a su coordinación, para lo que deberá calcular los costos marginales instantáneos del sistema, las transferencias resultantes de los balances económicos de energía, potencia, servicios complementarios, uso de los sistemas de transmisión, y todos aquellos pagos y demás obligaciones establecidas en la normativa vigente respecto del mercado eléctrico”.

En Chile los servicios complementarios serán definidos por la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante resolución exenta, previo informe del Coordinador, como tal, el Coordinador elaborará un informe de servicios complementarios que “deberá señalar los servicios requeridos por el sistema eléctrico con su calendarización respectiva, indicando los recursos técnicos necesarios para la prestación de dichos servicios, la infraestructura que se deba instalar para su prestación y su vida útil”. Los mecanismos necesarios para materializar cada prestación serán licitaciones o subastas cuando el requerimiento sea de cortísimo plazo.

En cuanto a la valorización de los SSCC licitados o subastados corresponderá al valor adjudicado en la respectiva licitación o subasta. Es decir, en caso de ser adjudicación directa, se someterá a un estudio de costos. En caso de ser una licitación se utilizan los valores de la licitación. Por otro lado, y conforme a la ley “la Comisión podrá fijar el valor máximo de las ofertas de las licitaciones y subastas de servicios complementarios, mediante resolución exenta”. Finalmente, esta ley señala que “las inversiones asociadas a nueva infraestructura, con sus costos anuales de mantenimiento eficiente, que sean contemplados en el informe de servicios complementarios, serán remuneradas durante un período equivalente a su vida útil identificada en dicho informe y considerando la tasa de descuento señalada en el artículo 118°, que pasó de ser una tasa fija de 10% a una tasa variable entre 7 y 10%.

Por lo revisado se concluye que la definición del producto “almacenamiento” permitirá identificar las ventajas o restricciones de la tecnología HPS dentro de la operación en el mercado eléctrico, que en una primera aproximación los expertos³⁶ la caracterizan como:

1. ser capaz de consumir electricidad,
2. ser capaz de acumular esta energía,
3. ser capaz de producir electricidad a partir de la energía acumulada.

36. THINK (2012), *Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU*, Final Report, Topic

Dicha definición y caracterización, permite valorar o costear el almacenamiento vinculado con las capacidades indicadas. En particular las capacidades (1) y (3) se vinculan con la posibilidad de ajustar el sistema para balancear el consumo y la producción de energía, siendo relevante para valorar la tecnología de almacenamiento el tiempo de respuesta y la potencia disponible.

Si se toma en cuenta la capacidad (2) se tiene la posibilidad de arbitraje inter-temporal, reubicando los recursos de generación en el tiempo bajo un esquema de optimización, cuya capacidad estará relacionada en función al tiempo de descarga disponible de la unidad.

Los criterios planteados representan cambios o adaptaciones requeridos para implementar en la regulación de los mercados eléctricos, facilitando el ingreso de las tecnologías de almacenamiento como el HPS, materia del presente estudio, de la misma forma como las baterías o ESS, evitando sesgos que favorezcan o promuevan determinadas tecnologías por sus características propias, debiendo siempre primar el criterio del mínimo costo económico.

De otro lado y en cuanto al desafío de las tecnologías para desarrollar los modelos de negocio, como antes se ha mencionado la dificultad radica en que la viabilidad está asociada directamente a precios de mercado, que deben estar disponibles y contar con la credibilidad de los agentes, afecta proporcionalmente a la credibilidad del modelo de negocio. En ese sentido será importante evaluar en qué sectores el mercado no cumple estas condiciones, que genere falla de mercado y que requiere de la regulación para permitir el desarrollo de nuevos actores.


Asimismo, para evaluar correctamente un modelo de negocio es necesario identificar el valor entregado. En relación con el valor que el almacenamiento de energía entregue al sistema, luego se buscará la forma óptima de capturarlo (Núñez, 2014).

Dependiendo del esquema, podrá existir un valor distinto para el sistema. El caso óptimo para el sistema es que la central de HPS sea operada por el operador del sistema, con el objetivo de utilizar sus funciones para maximizar el beneficio social. Esto es posible porque el operador cuenta con la mayor cantidad de información disponible, y permitiría usar estas instalaciones para optimizar el despacho económico del sistema. En un caso subóptimo para la operación del sistema, pero no necesariamente para la expansión de la generación de este mismo, la central de HPS operaría en conjunto con una central de energía renovable (eólica o solar) y participaría en las decisiones de consumo y generación. Esto permitiría minimizar el riesgo del desarrollador de acceder al mercado spot para compensar las exigencias de los contratos establecidos.

En resumen, los cambios regulatorios predominantes y de prioridad para promover las tecnologías HPS serían las siguientes:

- Cambio de enfoque de los servicios complementarios, pasando de un servicio obligatorio a un servicio competitivo, definiendo condiciones de mercado para los distintos productos que forman parte de estos servicios.
- Definir los tipos de servicios complementarios: i) servicios complementarios brindados a través de contratos a largo plazo con instalaciones específicas y 2) servicios complementarios brindados en el despacho diario a través de mercados de corto plazo generalmente basados en ofertas.
- Fijar políticas de integración de generación renovable intermitente con los sistemas de almacenamiento, como un recurso complementario para mitigar los impactos operativos asociados a una elevada penetración RER en el sistema eléctrico.

- En los mercados con sistema de precios por capacidad de generación, facilitar la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, teniendo en cuenta sus restricciones, sus costes de inversión e incertidumbre en cuanto a la capacidad de generación a largo plazo.
- Dado que todos los mercados cuentan con un mercado mayorista de corto plazo, se puede mantener dicho mercado de tiempo real para la energía y complementar los servicios complementarios para compensar los desequilibrios del mercado, lo cual puede ser brindado por los HPS.



05



Barreras y Oportunidades
para la Inversión
en HPS por País

05

Barreras y Oportunidades para la Inversión en HPS por País



5.1 Panamá

5.1.1 Barreras económicas y de mercado

Panamá, que forma parte del SIEPAC es uno de los países exportadores de energía en el mercado de América Central y dispone de recursos hidroeléctricos que pueden aprovecharse juntamente con los beneficios de la tecnología de hidroeléctrica reversible. Su sistema eléctrico en términos de estructura es similar a Colombia y Perú, es decir cuenta con el recurso y la necesidad de sustituir la generación térmica no renovable que representa un aproximado del 50% de la producción de electricidad, dependiendo del régimen hidrológico que se tenga en un año específico.

En cuanto a las HPS específicamente se han identificado barreras económicas y de mercado, las cuales se resumen a continuación:

- No se tiene identificado el potencial disponible para esta tecnología, considerado como la principal barrera para promover esta tecnología de almacenamiento con hidroeléctricas reversibles.
- Hay una barrera de entrada de naturaleza administrativa, en tanto los proyectos por hidroeléctricas reversibles no figuran en los portafolios de inversión, ni tampoco en los portafolios de proyectos de planeamiento.

- El conocimiento de oportunidades de proyectos HPS es inferior al de otras tecnologías, dificultando la posibilidad de un desarrollo masivo.
Asimismo, de manera similar a las hidroeléctricas convencionales, las HPS deben enfrentar barreras económicas y de mercado, indicadas a continuación:
- Las prioridades de inversión en la industria se orientan al aumento de capacidad y cuota de mercado para proyectos basados en energías renovables intermitentes como la solar y la eólica.
- Las restricciones por oposición social de las hidroeléctricas convencionales se convierten en un factor que frenaría el desarrollo de los proyectos de HPS, su superación requiere un desarrollo más complejo.
- La obtención de la licencia social, en la medida que además de cumplir el marco legal se considere la aprobación de las comunidades locales u otras variables que puedan ser subjetivas, se convierten en una barrera cuya perspectiva de solución debe enfocarse desde la etapa conceptual del proyecto.

Como se puede observar, la mayor parte de barreras identificadas tienen su origen en el marco legal y en decisiones regulatorias.

Es de destacar que la reciente publicación de la Agenda de Transición Energética plantea que la Estrategia de Modernización del SIN también cuenta con la previsión de identificar las barreras existentes y planteará una hoja de ruta con la que se viabilicen técnica, regulatoria y legalmente este tipo de alternativas.

En ese sentido, superar estas posibles barreras pasa necesariamente por actuaciones sobre el estudio del potencial técnico y de flexibilidad que brinda la hidroeléctrica reversible y no sobre la regulación.

5.1.2 Apetito de riesgo de los inversionistas

Como se ha anotado en el ítem anterior, en Panamá no se tienen referencias de proyectos del tipo hidroeléctricas reversibles que haya formulado algún desarrollador de proyecto interesado en esta tecnología, quizá disuadidos principalmente por las restricciones de tipo ambiental y social, sin embargo siguen en curso los proyectos hidroeléctricos que están por alcanzar a obtener los permisos correspondientes y a la espera de las subastas de energía que periódicamente son convocadas por las autoridades del sector eléctrico.

No obstante, los desafíos energéticos por la esperada alta penetración de energías renovables intermitentes en el sistema eléctrico se pueden transformar en la oportunidad para las baterías de almacenamiento mediante hidroeléctricas reversibles en la medida que aportan a la flexibilidad del sistema eléctrico y brindan servicios complementarios.

En el caso de Panamá, al igual que los países de América Latina y el Caribe se tiene la ventaja comparativa respecto al resto del mundo, en cuanto a la disponibilidad de recursos naturales que le permita implementar un plan de expansión de oferta de generación eléctrica. En ese sentido la región dispone de un gran potencial aún por explotar para fomentar un mercado verde, siendo un atractivo para desarrolladores e inversionistas que financian proyectos hacia su diversificación geográfica y a las inversiones en tecnologías limpias.

Dicha ventaja comparativa se ha visto reflejada en el recientemente publicado “Lineamientos estratégicos de la agenda de transición energética” aprobado por el Gobierno de Panamá cuyo cumplimiento de objetivos está asociado a la reducción de generación eléctrica con combustibles derivados del petróleo para dar paso al gas natural y las tecnologías renovables no convencionales.

En esa perspectiva, el desafío planteado es que el 30% de la capacidad instalada de la matriz eléctrica de Panamá deberá provenir de fuentes de energías renovables como eólica, solar y biomasa, estimándose para ello una inversión de más 2 000 millones de dólares.

La Secretaría Nacional de Energía ha establecido una Agenda de Transición Energética, la cual cuenta con 5 estrategias para el sector eléctrico³⁷:

- Acceso Universal: Con el objetivo de cerrar la brecha de pobreza energética y llevar energía a más de 93,000 familias panameñas;
- Uso Racional y Eficiente de la Energía: Fundamentados en la Ley UREE, buscando hacer más con menos;
- Movilidad Eléctrica: Reduciendo la dependencia de importación de combustibles fósiles, contribuyendo con la salud de la población y el cuidado del medio ambiente;
- Innovación del SIN: Atendiendo las necesidades del sector por medio de la innovación tecnológica y actualización normativa y legal;
- Generación Distribuida: Permitiendo que la población tome el control de su energía, promoviendo las energías renovables al alcance de todos.

En ese sentido las dos últimas estrategias convergen con la expectativa de desarrollo de las hidroeléctricas reversibles y la potencialidad de invertir en ellas.

5.1.3 Resultados de entrevistas técnicas

De acuerdo con lo indicado en la sección 2.1, se realizaron dos entrevistas por videoconferencia. La primera con la Secretaría Nacional de Energía de Panamá, cuya función principal es la de establecer las políticas directrices del sector eléctrico. La segunda entrevista fue realizada a Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), que es la entidad reguladora del sector. Se indica a continuación el resumen de las respuestas de las entrevistas:

Sección 1: Sobre el recurso y el potencial de la tecnología

- Actualmente está en curso la aprobación de los lineamientos de transición energética, de donde se identificarán líneas de acción y posiblemente las HPS.
- Hay potencial hidroeléctrico, aunque su desarrollo está limitado en tanto están sujetos a procesos de subastas. A largo plazo se espera el desarrollo de la CH Changuinola 2 de 200 MW
- Los nuevos proyectos en desarrollo están por el lado de las tecnologías eólica y solar, bajo los planes de ingreso al sistema de ETESA.

37. Resolución de Gabinete N°93. (2020)

- En cuanto a proyectos HPS, en el sector eléctrico de Panamá se conoce de uno que potencialmente se encuentra en evaluación técnica para su viabilidad.
- En referencia a los sistemas de almacenamiento, en Panamá se ha implementado un sistema de vigilancia tecnológica y así como lo señala el documento de Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética se han previsto las tecnologías de baterías electroquímicas, además de una mayor apertura a la eficiencia energética, la movilidad eléctrica, hidrógeno verde.
- En Panamá, según ASEP, a la fecha no se tienen conocimiento de que alguna tecnología de almacenamiento se haya implementado en el sector eléctrico del país y por ello se considera que es necesario realizar estudios de factibilidad de las tecnologías de almacenamiento y en particular los HPS. Si bien no existen HPS en Panamá, esto no quita que existan embalses en operación y en proyecto que se podrían utilizar como HPS siendo uno de estos embalses el proyecto Changuinola 2. Asimismo, el canal de Panamá, debido tendría el potencial de implementar la tecnología HPS.
- En Panamá se cuenta con políticas y normativas para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y otras fuentes nuevas, renovables y limpias, sin embargo, el potencial de crecimiento de las tecnologías variables como eólicas y solar ha sido lento. Después del desarrollo de 270 MW de proyectos eólicos en el año 2014 no es hasta inicios del año 2022 que se espera que inicie en operación un nuevo proyecto de 66 MW lo cual no representa un gran aumento. En el desarrollo de proyectos fotovoltaicos de hasta 10 MW estos son los proyectos que actualmente se están desarrollando con mayor frecuencia en el país.

Sección 2: Sobre proyectos HPS (actores, implementación, barreras y oportunidades)

- El análisis de potencial se realiza mediante estudios de planeamiento, en particular los proyectos e iniciativas al respecto están a cargo del Estado.
- El compromiso actual de la República de Panamá en tal sentido es que el 30% de la capacidad instalada de la matriz eléctrica deberá provenir de otras fuentes de energías renovables como eólica, solar y biomasa.
- Conforme a lo indicado por la Agenda de Lineamientos de Transición Energética y de acuerdo con las leyes las inversiones en generación son a riesgo del sector privado mediante un esquema de licitaciones públicas por el mejor precio ofertado. Los planes de expansión tratan de anticipar a largo plazo las principales tendencias sectoriales para establecer políticas públicas que orienten la inversión privada y pública para lograr un desarrollo sostenible del sector energético.
- Entre las principales barreras observadas para el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos se tiene a las de tipo social-ambiental.
- Conforme a la agenda de Lineamientos de Transición Energética, el peso del gas natural y de las tecnologías renovables, aumentan de forma muy relevante mientras que la demanda de petróleo para generación eléctrica se reduce en gran medida. En ese contexto el mix eléctrico estará dominado por las energías renovables, entre las que, aunque la generación hidráulica seguirá siendo fundamental en nuestro país, la solar fotovoltaica, la eólica, el almacenamiento, la digitalización de las redes eléctricas, el autoconsumo e incluso la producción y utilización de hidrógeno como combustible, implican desafíos para la planificación y la operación.

- Debido a que existe un gran potencial hidroenergético convencional que aún se puede desarrollar se considera de suma importancia tomar también en consideración la evaluación del potencial HPS. En la actualidad no se tiene conocimiento que los agentes del mercado hayan realizado o tengan disponibles estudios del potencial HPS por lo cual la ASEP debe tomar un rol activo que promuevan estos estudios.
- El desarrollo de proyectos de generación energético son iniciativas de los agentes privados por lo cual depende mucho de los incentivos económicos con lo que el país cuente. Sin embargo, cabe mencionar que antes de la privatización del sector de generación ya existían centrales en operación por lo cual algunas de estas tienen sus acciones donde el estado es el propietario. Similar a los proyectos público-privados que se ven en otros países.
- La aceptación de los proyectos HPS potencialmente se valora de forma similar a la aceptación y/o resistencia que podría encontrar un proyecto hidroeléctrico. En ese sentido, la principal barrera sería del tipo social-ambiental, ya que en general el potencial hidroeléctrico se encuentra en zonas protegidas; debiendo tenerse en cuenta que la Ley de Opinión Previa que es vinculante.
- Actualmente, en el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos convencionales existen muchos problemas o barreras de índole ambiental y social-económico. Para poder superar estas barreras, la ASEP considera que este sería a través de la educación sobre las ventajas que este tipo de proyectos pueden ofrecer al país, no obstante, este sería a largo plazo. En lo que se refiere a los impactos ambientales que generan los proyectos hidroeléctricos, en los últimos tiempos, existe una gran oposición de las comunidades por el impacto negativo sobre las cuencas y el resto del ambiente, por lo cual se debe demostrar adecuadamente que con una adecuada gestión del proyecto se pueden controlar los impactos ambientales y así lograr beneficios, tanto para los consumidores como para los pobladores del área.

Sección 3: Sobre el mercado y regulación del sector eléctrico

- Con relación a la expectativa de la evolución de los precios a largo plazo, es un tema que se encuentra en evaluación actualmente, como parte de la formulación de la Agenda y Lineamientos de Transición Energética.
- El documento de Lineamientos de Transición Energética plantea estrategias nacionales: Estrategia de Acceso Universal, Estrategia de Uso Racional y Eficiente de la Energía, Estrategia de Movilidad Eléctrica, Estrategia de generación Distribuida, Estrategia de Innovación del SIN, Estrategia de Hub Energético que propone utilizar la posición geográfica para potenciar la economía y ser Hub Regional de energías verdes. El plazo previsto en el documento de Lineamientos es de 10 años.
- En general, son las subastas, uno de los principales mecanismos de incentivos de precios para el mercado tecnologías renovables y/o para los sistemas de almacenamiento.
- Según los análisis de corto y mediano plazo publicados por el Centro Nacional de Despacho, en su calidad de Operador del Sistema y Administrador del Mercado, los costos marginales previstos en la semana de despacho número 3 se mantienen cerca del promedio para un horizonte de 104 semanas, descontando valores puntuales, por previsiones de mantenimientos específicos, los valores del CMS promedio rondan la media, siendo muy cercano el valor final (Sem2/2023) contra el inicial (Sem3/2021). En un horizonte de más largo plazo, ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica) en el Plan de

Expansión vigente (PESIN2019, aprobado mediante Resoluciones AN No. 16062-Elec y AN No. 16140-Elec) presenta una disminución en el CMS de casi 50%, con la entrada de Grandes Centrales de Ciclo Combinado a base de Gas Natural, para luego elevarse poco, quedando 10% por debajo del valor calculado para el periodo actual.

- Las políticas públicas en materia de electricidad son dictadas por la Secretaría Nacional de Energía. En ese sentido se elaboró años atrás el Plan Energético Nacional (PEN2050) que definía las metas país en el Sector Energético con horizonte hasta el 2050. Actualmente, la mencionada Secretaría se encuentra desarrollando aspectos clave de la transición energética, habiéndose conformado una Comisión de Transición Energética, con la participación de diferentes instituciones vinculadas al Sector y también los foros de discusión para que participen también los representantes del sector privado.
- Las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, en su numeral 10 define los Servicios Auxiliares (complementarios) y detalla las principales características de estos. La ASEP Autoridad se encuentra en fase de contratación de una consultoría para, entre otros temas, establecer un Mercado de Servicios Auxiliares, para lo cual deberá valorar la estructura disponible sobre los mismos y proponer las modificaciones correspondientes para desarrollar el mismo.

5.1.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución

En el sector eléctrico panameño operan empresas de generación que provienen de grupos corporativos privados y estatales de diversas partes del mundo y un grupo de empresas del estado, caracterizando un mercado competitivo en esta parte del mercado.

En la Tabla 5-1 y Tabla 5-2 se muestra el resumen de las principales empresas de generación, donde se observa que la generación se concentra en principales corporaciones: Enel –de Italia, AES de USA, CELSA y otras empresas panameñas. También operan un gran número de pequeñas empresas privadas, así como empresas con instalaciones de recursos renovables. En la parte de transmisión operan empresas privadas que forman los sistemas de alta y extra alta tensión (véase Tabla 5-3).

Tabla 5-1: Empresas de generación eléctrica en Panamá 2019 – Centrales Hidroeléctricas

EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	%	CAPACIDAD FIRME (MW)
HIDROELÉCTRICA					
ENEL FORTUNA	300.00	8.02	736.73	13.06	289.49
AES PANAMA	481.96	12.88	438.02	7.76	306.55
AES CHANGUINOLA	222.17	5.94	52.07	0.92	175.33
IDEAL PANAMÁ	145.00	3.88	145.39	2.58	51.16
CELSIA ALTERNERGY	92.43	2.47	109.59	1.94	80.38
CELSIA BONTEX	25.34	0.68	32.42	0.57	23.04
CORP, ENERGÍA ISTMO	9.38	0.25	14.11	0.25	3.21
ESEPSA	22.48	0.60	22.72	0.40	7.31
EISA	51.60	1.38	7.30	0.13	32.01
FOUNTAIN INTERTRADE	58.00	1.55	234.65	4.16	10.00
GENISA BARRO BLANCO	28.58	0.76	22.06	0.39	11.57
PEDREG ALIJO	20.00	0.53	15.98	0.28	2.04
RÍO CHICO	12.52	0.33	10.32	0.18	0.38
HYDRO CAISÁN	72.20	1.93	60.99	1.08	22.14
ALTO VALLE	15.50	0.41	14.75	0.26	3.00
CALDERA ENERGY	19.75	0.53	17.66	0.31	3.90
ELECTROGENERADOR A	7.80	0.21	7.30	0.13	1.55
SAN LORENZO	8.12	0.22	7.95	0.14	1.85
HIDRO PIEDRA	21.62	0.58	43.50	0.77	1.79
ISTMUS	10.00	0.27	16.87	0.30	2.49
PERLAS NORTE	10.00	0.27	15.86	0.28	2.46
PERLAS SUR	10.00	0.27	16.28	0.29	2.46
EMNADENSA	5.14	0.14	8.84	0.16	0.51
PASO ANCHO	6.78	0.18	8.99	0.16	1.89
HIDRO IBÉRICA	7.13	0.19	9.50	0.17	5.14
HIDRO BOQUERON	5.25	0.14	9.13	0.16	0.89
SALTOS DEL FRANCOLÍ	4.74	0.13	15.23	0.27	1.10
HIDRO PANAMÁ	4.30	0.11	3.37	0.06	0.74
HIDRO ECO TERIBE	31.80	0.85	53.27	0.94	22.22
ACP	60.00	1.60	59.41	1.05	0.00
CAFÉ DE ELETA	0.53	0.01	3.64	0.06	0.13
SUBTOTAL	1770.12	47.31	2213.90	39.24	1066.73

Tabla 5-2:Empresas de generación eléctrica en Panamá 2019-Centrales Termoeléctricas y Renovables (ASEP, 2019):

EMPRESA	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%	GENERACIÓN BRUTA (MWh)	%	CAPACIDAD FIRME (MW)
TÉRMICA					
CELSIA BLM	222.20	5.94	220.45	3.91	124.32
CELSIA ALTERNEGY CATIVA	87.00	2.33	70.80	1.25	59.60
AES PMÁ ESTRELLA DEL MAR	72.00	1.92	174.41	3.09	68.11
AES GAS NATURAL ATLÁNTICO	381.00	10.18	1375.81	24.38	381.00
PAN AM	148.50	3.97	306.69	5.44	96.00
PEDREGAL POWER	55.35	1.48	44.85	0.79	53.52
GENA	150.00	4.01	1.16	0.02	103.71
KANAN	92.00	2.46	132.30	2.34	87.00
ENERGYST	44.98	1.20	2.29	0.04	21.00
URBALIA	8.10	0.22	9.53	0.17	5.00
JINRO	57.80	1.54	28.40	0.50	51.00
SIGSA	35.60	0.95	39.07	0.69	29.10
AC P	161.54	4.32	323.73	5.74	157.91
SUBTOTAL	1516.07	40.52	2729.49	48.37	1237.27
FOTOVOLTAICA					
AZUCARERA NACIONAL	0.96	0.03	0.86	0.02	0.00
DIVISA SOLAR CELSIA	9.90	0.26	7.42	0.13	0.00
ENELGREEN POWER	55.76	1.49	47.45	0.84	0.00
FARALLÓN 2	9.96	0.27	4.53	0.08	0.00
GENERACIÓN SOLAR	0.10	0.00	0.93	0.02	0.00
AZUERO VENTURE	9.52	0.25	10.70	0.19	0.00
SOLAR BUGABA	2.56	0.07	1.59	0.03	0.00
EL FRAILE SOLAR	0.48	0.01	0.46	0.01	0.00
PANAMÁ SOLAR 2 POCRÍ	16.00	0.43	16.21	0.29	0.00
PSZ1 EL ESPINAL	8.50	0.23	7.03	0.12	0.00
COCLÉ VENTURE	8.99	0.24	10.56	0.19	0.00
PANAMÁ VENTURE	8.99	0.24	9.98	0.18	0.00
LLANO SÁNCHEZ	9.99	0.27	1.20	0.02	0.00
TECNISOL IKAKO	40.00	1.07	39.55	0.70	0.00
CONCEPTO SOLAR	0.96	0.03	0.89	0.02	
SARIGUA EGESA	2.40	0.06	0.79	0.01	0.00
SUBTOTAL	185.07	4.95	160.15	2.84	0.00
EÓLICA					
UEP PENONOMÉ 1	55.00	0.01	101.57	0.02	0.00
UEP PENONOMÉ II	215.00	0.06	437.34	0.08	0.00
SUBTOTAL	270.00	7.22	538.91	9.55	0.00

Tabla 5-3: Empresas de Transmisión & Distribución eléctrica en Panamá 2019

Agente distribuidor	Agente Transmisor
EDEMET	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)
EDECHI	
ENSA	

5.1.5 Aceptación social

En el mercado eléctrico de Panamá, uno de los principales temas que le añaden complejidad al desarrollo y construcción de hidroeléctricas es la diferencia de objetivos entre los proyectos, las autoridades y la realidad de los pueblos indígenas.

Para el desarrollo de proyectos el marco legal requiere que se realicen consultas con las comunidades indígenas, en ese sentido es recomendable que desde el momento que se inicia la formulación de los proyectos se les integre y se les planteen los beneficios que los proyectos hidroeléctricos pueden representar para ellos, definiendo en conjunto objetivos y expectativas claras, sin relegarlos, a fin de evitar conflictos con los pueblos indígenas. Esto de la mano con los planes de desarrollo social local y gestión territorial, de manera que se involucre a las comunidades asentadas en las áreas próximas a los proyectos hidroeléctricos desde el diseño y la etapa de prefactibilidad, proporcionando además de información clara, extensa y oportuna sobre los impactos favorables de los proyectos hidroeléctricos.

En ese sentido, la medida más adecuada la constituya cumplir con todos los requisitos legales y sociales establecidos en el mecanismo de la Consulta Previa Libre e Informada y pasar juntamente con el Estado, que ratificó el Convenio 169 de la OIT, a establecer las condiciones para llevar los proyectos a su fase de factibilidad, construcción y operación.

Los diferentes casos de proyectos de generación muestran que muchas de las irregularidades, violaciones de derechos y conflictos con pueblos indígenas pudieron evitarse si se recogen y aplican los preceptos del marco normativo, que incluye dentro de este, los estándares internacionales sobre la consulta y el consentimiento previo.

En ese sentido es necesario que se den los pasos necesarios que vincule a los pueblos indígenas con los intereses de sectores económicos y políticos de los desarrolladores e inversionistas de Panamá. Con ello se facilitará la integración de la visión de desarrollo indígena al momento de construir la visión de desarrollo del país.

En la medida que la tecnología de hidroeléctricas reversibles identifique proyectos para desarrollar será necesario construir la visión pluricultural de desarrollo entendiendo que Panamá es un país pluricultural, definiendo el marco jurídico de la Consulta y Consentimiento Previo Libre e Informado en Panamá. Al respecto, en opinión de grupos de interés locales se debe regular la Ley de Consulta Previa y enfrentar temas de la construcción, basados en la experiencia y las prácticas mejoradas, teniendo como referencia la hidroeléctrica Changuinola II y la interconexión eléctrica con Colombia.

Es el caso que ambos proyectos se ubican en territorios indígenas, de modo que estableciendo la reglamentación adecuada y efectiva de la Ley de Consulta Previa se pueden y deben respetar los derechos indígenas y lograr acuerdos que surjan de la buena voluntad y respeto

a la cosmovisión indígena, solucionando las diferencias e integrando con una mayor energética que permita y viabilice el desarrollo económico manteniendo e impulsando el desarrollo del país.

5.1.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles

En Panamá recientemente, a través de su Secretaría Nacional de Energía, se formuló la Agenda de Transición Energética, en la que se tuvo una participación de los distintos actores e interesados en el desarrollo del sector cubriendo diversos sectores de la sociedad, es decir de la academia, sociales políticos, empresariales y de ONGs; de manera que se discutió de manera abierta y participativa el desarrollo del sector eléctrico en particular.

La indicada agenda de transición tiene ha obtenido el consenso de plantear como objetivo que Panamá se consolide como Hub regional de energías verdes, no solo en infraestructura o servicios, sino también en generación de conocimiento, aprovechando las medidas de política energética adecuadas de forma sinérgica con su posición geográfica y el aprovechamiento de ello como principal recurso natural³⁸.

Dicho marco fue propicio para promover las tecnologías emergentes y aquellas, que siendo maduras como las HPS, requieren ser destacadas en este nuevo escenario de desarrollo, que debido a la reducción de CAPEX se han venido instalando proyectos de energías renovables variables como las solares y la eólicas.

Con estas acciones en Panamá se ha formalizado una hoja de ruta para decisiones de inversión que dinamizarán el sector energético y se puedan promover las tecnologías convencionales, así como la tecnología que ocupa este estudio como la HPS.

En el análisis para formular dichos lineamientos, las autoridades reconocen que su sistema energético estará dominado por las energías intermitentes, sin embargo, apuntan que la generación hidráulica seguirá siendo fundamental en la medida que el reto es garantizar la seguridad de suministro, dando señales económicas y regulaciones específicas para ello.

Dicha premisa del gobierno panameño se puede tomar como punto de partida para difundir los beneficios de inversión en los proyectos HPS, que complementado con las hidroeléctricas y las energías intermitentes en curso se pueden complementar, identificando las condiciones y ventajas técnicas y económicas de cada una.

El Canal de Panamá como oportunidad para la HPS

A comparación de los otros países en estudio, Panamá es un caso muy particular debido a que este tiene como uno de sus activos más importantes al Canal de Panamá. El Canal aporta 6,8% al PIB panameño y es el punto focal del transporte asociado al 6% del comercio mundial. (Zegarra, 2017). Sin embargo, este canal tiene asociado en su operación dificultades hídricas y ambientales, entre ellas está que la operación del canal genera el aumento de la concentración de sal en el lago Gatun el cual es utilizado a su vez con fines de abastecimiento de agua potable. Las actuales condiciones de agua dulce en el lago Gatún preservan la separación biológica de los océanos, las cuales mantienen la biodiversidad y la calidad del agua para el uso humano. (Wijsman, 2013)

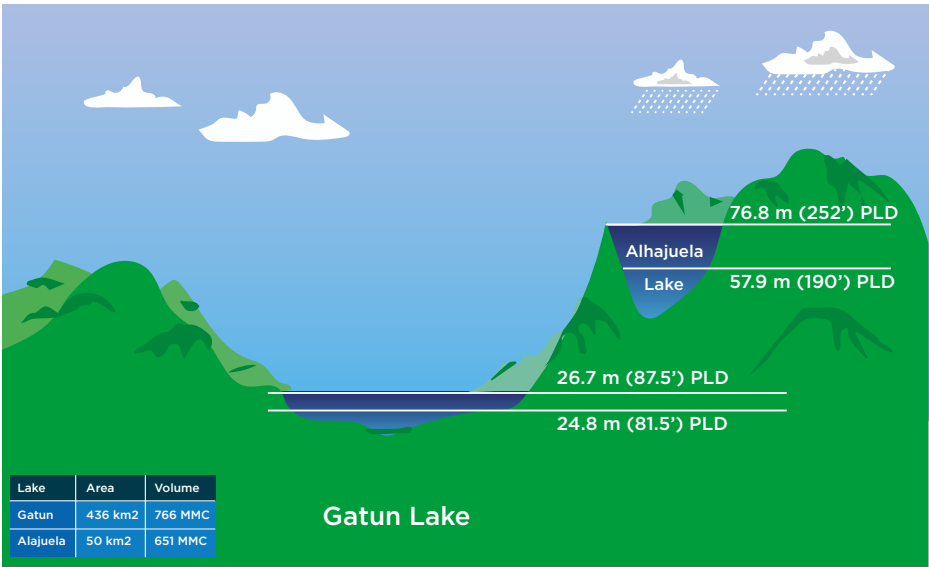
38. Resolución de Gabinete N°93. (2020)

Figura 5-1: Vista en planta del sistema de lagos utilizados para la operación del Canal de Panamá (Zegarra Mendez, 2017)



Por otro lado, a nivel de país, Panamá tiene entre sus políticas el incremento de las energías renovables no convencionales, las que requerirán en el futuro un sistema almacenamiento masivo de energía para poder regular la intermitencia de estas fuentes. Por lo cual, la inclusión de un sistema de almacenamiento HPS multipropósito entre el lago Gatun y Alajuela en principio (ver Figura 5-2) podría solucionar los problemas hídrico-ambientales y a su vez disponer de energía adicional para la operación del canal. Asimismo, también se podrían generar reservorios artificiales entre estos dos lagos así se ahorrarían ciertos costos de la construcción, así como de la operación.

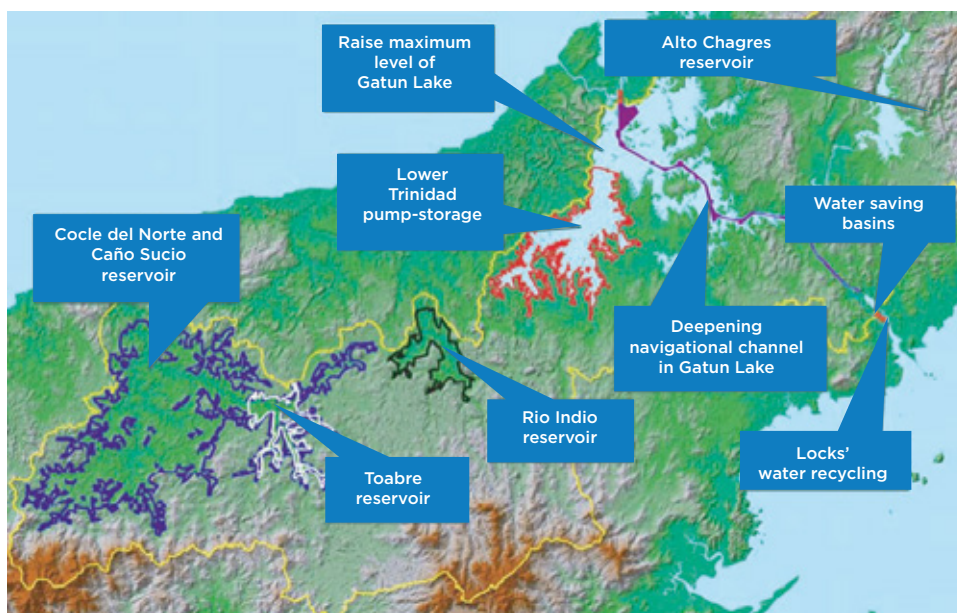
Figura 5-2: Sección vertical de los lagos en la cuenca del Canal de Panamá (Wijsman, 2013)



Se hace mención que el agua de los lagos Gatún y Alhajuela se utiliza para el funcionamiento de las esclusas, la generación de energía hidroeléctrica y agua potable. El Canal de Panamá tiene tres aliviaderos -uno en cada lago- y centrales hidroeléctricas en Alhajuela con 36 MW de capacidad y en Gatún con 24 MW de capacidad. Tanto las presas como los aliviaderos se utilizan para regular los niveles de agua de los lagos Gatún y Alhajuela. El aliviadero de Miraflores se utiliza para regular el nivel del agua aguas arriba de las esclusas de Miraflores. (Wijsman, 2013) La existencia de presas actuales, así como hidroeléctricas facilitarían también la implementación de una o más centrales reversibles debido a que como se mencionó anteriormente centrales reversibles también se pueden generar en base a centrales hidroeléctricas existentes.

Durante los períodos secos, especialmente durante El Niño, el suministro de agua dulce del lago Gatún podría llegar a ser limitante. Es por ello que existen estudios de hasta nueve alternativas para ahorrar agua durante esos periodos secos (Louis Berger Group Inc, 2008). Cuatro de ellas implicaban la construcción de nuevos embalses (Coclé del Norte/Caño Sucio, Toabre, Río Indio y Alto Chagres). Uno aumentó el almacenamiento del lago Gatún mediante el uso de almacenamiento por bombeo (Baja Trinidad). Entre las opciones planteadas, se tuvieron en cuenta el reciclaje del excedente de aguas de las esclusas. Por otro lado, se vio la posibilidad de aumentar el volumen de almacenamiento activo del lago Gatún mediante la profundización de su canal de navegación y el aumento de su nivel máximo de operación. (Wijsman, 2013)

Figura 5-3: Alternativas para un potencial incremento del almacenamiento de agua (Louis Berger Group Inc, 2008)



La alternativa de utilizar un sistema de bombeo ya ha sido planteada anteriormente para el caso de almacenamiento de agua para el mejor manejo de agua para el uso del canal. Es por ello por lo que se podría extrapolar dicho concepto y darle un uso adicional para generar una central hidroeléctrica reversible que ayudaría en el mediano y largo plazo generar una matriz energética renovable.

5.1.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles

Habiéndose realizado la evaluación del sector eléctrico de Panamá, se puede concluir que dentro de las prioridades para promover las HPS está el desafío de difundir entre agentes y autoridades que elaboraron Los Lineamientos de Transición Energética e incorporar la tecnología de centrales hidroeléctricas reversible en su Hoja de Ruta para la energía del futuro, y converger con los objetivos del país en términos energéticos a fin de generar oportunidades técnicas y de inversión para esta tecnología, siendo prioritario lo siguiente:

- Difundir la tecnología en las entidades de planeamiento, tomando en cuenta el perfil hidroeléctrico de la matriz de generación de Panamá.
- Elaborar estudios exploratorios de potenciales proyectos hidroeléctricos reversibles entre los operadores de hidroeléctricas
- Promover las ventajas operativas de la hidroeléctrica reversible, sobre todo el tema de la flexibilidad y los servicios complementarios ante el ingreso de las renovables intermitentes, y que se incluyan como parte de la Mejoras en Diseño de mercado.
- Definir, identificar y evaluar los beneficios de los sistemas de almacenamiento con tecnologías HPS como parte de la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos



5.2 Colombia

5.2.1 Barreras económicas y de mercado

En Colombia, no obstante, los beneficios de la tecnología de las hidroeléctricas reversibles, al igual que los otros países evaluados en cuanto a potencial como Perú, Panamá y Brasil, no se han identificado un gran número de proyectos ni de una evaluación del potencial disponible. En ese sentido, se tiene un número de barreras, además de las económicas y de mercado, para la adopción de esta tecnología de hidroeléctricas reversibles, como por ejemplo de información, técnicas; y su relativa importancia varía de un segmento de mercado a otro, de la misma forma en cómo influyen sobre las decisiones de inversión.

En cuanto a las HPS específicamente se han identificado barreras económicas y de mercado, las cuales se resumen a continuación:

- La barrera de entrada de naturaleza administrativa, en tanto los proyectos por hidroeléctricas reversibles no figuran en los portafolios de inversión, ni tampoco en los portafolios de proyectos de planeamiento.
- El conocimiento de oportunidades de proyectos HPS es inferior al de otras tecnologías, dificultando la posibilidad de un desarrollo masivo.
- Las prioridades de inversión en la industria se orientan al aumento de capacidad y cuota de mercado para proyectos basados en energías renovables intermitentes o de producción variable de electricidad como la solar y la eólica. Los proyectos de HPS, pueden completarse con estos proyectos, pero tienen un desarrollo más complejo, ya que enfrentan las mismas restricciones de las hidroeléctricas convencionales.

Asimismo, de manera similar a las hidroeléctricas convencionales, las HPS deben enfrentar barreras económicas y de mercado, indicadas a continuación:

- La barrera común identificada es la decisión de proponer un rol protagónico al gas natural en la transición energética de Colombia a través del incentivo del uso del gas para proyectos de generación distribuida, cogeneración, distritos térmicos, uso industrial y movilidad a gas natural.
- Dicho rol protagónico también es para las FNCER, esperándose con expectativa que la en la tercera subasta el 80% de los proyectos adjudicados sean de la tecnología solar con un potencial de más de 7.000 MW.
- La obtención de la licencia social, que incluye procesos participativos de consulta previa, representa más que una barrera, una complejidad importante, muy similar en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, donde se deben cumplir los procedimientos que establece el marco regulatorio correspondiente

En el sector eléctrico colombiano se tiene previsto la mayor inclusión de FNCER - Fuentes No Convencionales de Energía Renovable lo que a su vez ocasionará la necesidad de regulación de los servicios complementarios, es decir reserva para Regulación de Frecuencia, por la incertidumbre de producción en relación con otras tecnologías firmes.

Como se puede observar, la mayor parte de barreras identificadas tienen su origen en el marco legal y en decisiones regulatorias.

En ese sentido, superar estas posibles barreras pasa necesariamente por actuaciones sobre el estudio del potencial técnico y de flexibilidad que brinda la hidroeléctrica reversible y no sobre la regulación.

5.2.2 Apetito de riesgo de los inversionistas

Por la información revisada y de la entrevista con representantes del sector eléctrico colombiano, en Colombia no se tiene claramente identificado proyectos ni inversionistas interesados en desarrollar la tecnología de hidroeléctricas reversibles.

Ello no implica que en el sector eléctrico las inversiones sean menores, por el contrario, conforme al Ministerio de Minas y Energía, Colombia contará con proyectos de energía solar y eólica por 2 800 MW, instalados o en construcción hacia el 2022, superando la meta prevista por el Plan Nacional de Desarrollo que fijaba un total de 1 500 MW considerando el ingreso de más de 50 proyectos de iniciativa privada con fuentes no convencionales de energías renovables.

Asimismo, en Colombia se tiene un plan de Transición Energética, que además considera el ingreso en operación de proyectos de autogeneración y de contratos bilaterales, que aportarán más de 300 megavatios de capacidad instalada adicionales a los existentes, es así como en los últimos años han ingresado empresas internacionales como Trina Solar, EDP Renováveis, Nordex, Enel Green Power con varios de los proyectos mencionados.

Es decir, los proyectos basados en fuentes no convencionales de energías renovables serán protagonistas de la reactivación sostenible de Colombia, primando en ellos las tecnologías, eólicos y solares, ubicados principalmente en La Guajira, Cesar, Tolima, Córdoba y Valle del Cauca.

El panorama descrito respecto a los planes de los inversionistas por proyectos solares y eólicos, que generan mayor atracción de inversión es complementario y para las hidroeléctricas reversibles representa una oportunidad por las restricciones que deberán superar mediante la prestación de servicios complementarios a requerirse en el sistema colombiano, siendo importante que el Plan Indicativo cuenten con portafolio de proyectos de este tipo y se

destaque su complementariedad con la proyectada alta penetración de energías renovables variables solar y eólica en el sistema interconectado nacional.

5.2.3 Resultados de entrevistas técnicas

La entrevista se realizó por videoconferencia con los Comisionados de la Comisión Reguladora de Electricidad y Gas CREG de Colombia – Jorge Alberto Valencia Marín y José Fernando Prada.

Precisaron que la CREG está formado por 8 comisionados y que las respuestas en atención a la entrevista para el Estudio sólo son apreciaciones de tipo personal y no representan la posición de la CREG; se presentó la descripción general de las centrales reversibles, planteándose el cuestionario según la sección 2.1, a continuación, se resumen las respuestas:

Sección 1: Sobre el recurso y el potencial de la tecnología

- Si bien se cuenta con recursos hidroeléctricos, a nivel de las entidades no ha incluido aún en la planificación proyectos HPS.
- A grosso modo el sistema en Colombia se dispone de 10,000 MW en hidroeléctricas ya instaladas, se podría estimar que los recursos para HPS podría ser del 50%.
- Se precisa que las dificultades para las hidroeléctricas son restricciones mayores, requiriéndose periodos largos de construcción.
- Por las diferencias de precios en el mercado, las HPS son potencialmente aplicables en el sistema eléctrico. Dado que la compra y venta de energía es libre a nivel mayorista y a la vez el regulado también puede comprar, potencialmente los comercializadores podrían aprovechar las ventajas de aplicar HPS.
- El desarrollo del sistema eléctrico está más priorizado en el desarrollo de Recursos energéticos renovables.
- En particular no habrá regulación específica por arbitraje de precios y a las distintas tecnologías se le pagará el precio que paga cualquier comercializador.
- En cuanto a la priorización de tecnologías de almacenamiento, en Colombia no hay prioridad para el desarrollo de una tecnología específica en particular.
- En cuanto a el potencial de crecimiento de tecnologías variables (eólica y solar), la previsión estimativa es que al año 2022 se tenga que operar proyectos de tecnologías renovables variables, alcanzando el 12% de la capacidad y potencialmente llegar a 15%.
- El almacenamiento en particular va a tener aplicaciones y beneficios más directos en el mercado y recobran interés en el desarrollo de sistemas de almacenamiento por el tema de los servicios complementarios.

Sección 2: Sobre proyectos HPS (actores, implementación, barreras y oportunidades)

- Es posible que haya estudios para proyectos HPS del sector privado. Se sabe de otros tipos de almacenamiento de iniciativa privada que les permita brindar el servicio de RPF con otras tecnologías, principalmente de baterías que se desarrollan a nivel de piloto.

- En Colombia hay un par de cuencas que tienen almacenamiento para aumentar volumen al embalse que son: cuenca de Bogotá y cuenca del río Nari.
- En Colombia la UPME hace prospectiva tecnológica, cuyos resultados son puramente indicativo, no habiendo referencia sobre proyectos HPS.
- El desarrollo de los proyectos de generación se realiza por iniciativa de los agentes privados.
- En general, no hay limitación para el desarrollo de proyectos de generación. Sin embargo, el desarrollo hidroeléctrico es actualmente sensible desde el punto de vista social.
- En particular por los proyectos HPS, la iniciativa o el potencial estaría del lado de los comercializadores, en lugar del lado de los clientes.

Sección 3: Sobre el mercado y regulación del sector eléctrico

- En relación con los niveles de inversión, para los proyectos Eólicos y Solares se estiman precios de 30 - 34 USD/MWh, con su correspondiente componente de confiabilidad.
- En el mercado eléctrico de Colombia existen diferencias entre los precios por bloques horarios, estimándose que dicha diferencia en el precio de la energía tiene una relación 1:2 entre valle y punta.
- En Colombia se formula la Política Energética para la transformación energética. Ello se traduce en incentivos bajo un ambiente de mercado.
- Los esquemas prevén incentivos de subasta para proyectos de energías renovables que responden a un diseño especial para venta de energía a 10 años.
- Para los servicios complementarios en Colombia, como la RPF no se brindan bajo un modelo de mercado, siendo un requisito que lo deban brindar todos los agentes. Igualmente, la RSF es un tipo de producto intermedio cuya prestación de servicio es responsabilidad de los generadores. Actualmente en Colombia se tienen el proyecto de implementar mercados secundarios, de regulación secundaria y terciaria RSF RTF bajo un esquema de ofertas competitivas, el mismo que se estima debería estar vigente en un horizonte al año 2022. Otros de los servicios complementarios por formar mercado, corresponderá también al arranque autónomo, regulación de tensión que actualmente es un requerimiento hacia las centrales dentro de la capacidad de sus unidades de generación.
- Respectos de mecanismos de incentivos de tecnologías renovables y de almacenamiento, el Ministerio de Minas y Energía a través de la UPME definió las condiciones de la subasta en términos de precios, cantidad.

5.2.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución

Los principales actores del sector eléctrico de Colombia se segmentan en generación, transmisión y distribución.

Tabla 5-4: Actores del sector eléctrico de Colombia

Actividad	Registrados	Transando
Generadores	56	44
Transmisores	12	10*
Operadores de red	31	29*
Comercializadores	93	69
Fronteras usuarios regulados	9,67	
Fronteras usuarios no regulados	5,546	
Fronteras de alumbrado público	393	

En el caso de los generadores, la mayoría pertenece a la ACOLGEN Asociación colombiana de generadores de energía eléctrica que en la actualidad está conformada por 15 empresas de generación de energía eléctrica que representan el 70% de la capacidad efectiva neta de generación en Colombia (Quintero, 2013).

Tabla 5-5: Empresas de transmisión en Colombia

	Agente Transmisor	Ciudad	Departamento
1	Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C.	Bogotá, D.C.
2	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	Yumbo	Valle Del Cauca
3	Intercolombia S.A. E.S.P.	Medellín	Antioquia
4	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P. (en liquidación)	Barranquilla	Atlántico
5	Distasa S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C.	Bogotá, D.C.
6	Emgesa S.A. E.S.P.	Bogotá, D.C.	Bogotá, D.C.
7	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. Empresa de Servicios Públicos	Tunja	Boyacá
8	Transelca S.A. E.S.P.	Barranquilla	Atlántico
9	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Cúcuta	Norte de Santander
10	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	Medellín	Antioquia

Tabla 5-6: Empresas de generación eléctrica y producción anual - 2019

	Agente Generador	Generación GWh	Participación %
1	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	13,994.48	21.03%
2	EMGESA S.A. E.S.P.	13,748.78	20.66%
3	ISAGEN S.A. E.S.P.	12,820.79	19.27%
4	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	6,971.66	10.48%
5	AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,110.00	6.18%
6	ZONA FRANCA CELSIA S.A. E.S.P.	2,917.23	4.38%
7	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	2,838.61	4.27%
8	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	2,552.35	3.84%
9	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	1,228.35	1.85%
10	EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,081.70	1.63%
11	CELSIA S.A. E.S.P.	677.016	1.02%
12	TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	584.828	0.88%
13	TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	495.924	0.75%
14	CENTRAL TERMoeLECTRICA EL MORRO 2 S.A.S. E.S.P.	485.882	0.73%
15	TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S. E.S.P.	409.442	0.62%
16	LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	275.659	0.41%
17	PROELECTRICA & CIA. S.C.A. E.S.P. (REESTRUCTURADA)	268.234	0.40%
18	VATIA S.A. E.S.P.	182.485	0.27%
19	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	160.861	0.24%
20	PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	144.849	0.22%
21	HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A. E.S.P.	88.969	0.13%
22	TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P.	80.252	0.12%
23	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	52.253	0.08%
24	TERMOVALLE S.C.A. E.S.P.	51.183	0.08%
25	ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P.	43.213	0.06%
26	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	35.929	0.05%
27	TERMOCANDELARIA S.C.A.- E.S.P. (INTERVENIDA)	31.688	0.05%
28	CEMEX ENERGY S.A.S. E.S.P.	30.487	0.05%
29	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	24.556	0.04%
30	SURENERGY S.A.S. E.S.P.	20.139	0.03%
31	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	19.247	0.03%
32	HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	15.205	0.02%
33	RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	14.576	0.02%
34	IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	13.902	0.02%
35	ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	12.936	0.02%
36	EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	12.065	0.02%
37	ENERCO S.A. E.S.P.	11.173	0.02%
38	TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	10.99	0.02%
39	EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	9.717	0.01%
40	GENERAMOS ENERGIA S.A. E.S.P.	4.633	0.01%
41	GENELEC S.A. E.S.P.	4.612	0.01%
42	DICELER S.A. E.S.P.	3.023	0.00%
43	GENERPUTUMAYO S.A.S. E.S.P.	2.94	0.00%
44	ENERVIA S.A. E.S.P.	2.657	0.00%
45	GENERADORA COLOMBIANA DE ELECTRICIDAD S.C.A. E.S.P.	1.833	0.00%
46	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1.178	0.00%
	TOTAL GENERAL	66,548.47	100%

5.2.5 Aceptación social

Los aspectos de aceptación social están usualmente vinculados a los temas de impacto ambiental, en particular Colombia ha ratificado tratados internacionales como la Declaración de Río sobre medio Ambiente y Desarrollo, el Protocolo de Kioto, el Protocolo de Montreal y el acuerdo de Paris, lo cual implica una serie de compromisos para mejorar la práctica de preservación del medio ambiente.

En el caso de los impactos ambientales por la construcción de hidroeléctricas, conocer en detalle la afectación a los diversos recursos naturales permitirá plantear alternativas que permitan desarrollar estos proyectos mitigando los riesgos de afectación a recursos naturales, tanto como a las poblaciones donde se ubiquen los potenciales proyectos de HPS.

Al igual que en países con alta participación hidroeléctrica, la construcción de este tipo de proyectos requiere de la obtención de licencias ambientales establecidas como obligatorias por el marco legal correspondiente. En el caso de Colombia se establece la licencia ambiental como requisito sine qua non para la ejecución de proyectos que generen impactos en el medioambiente y los recursos naturales, lo cual aplica para el caso de construcción de represas y embalses.

La gestión de la Licencia Ambiental para proyectos hidroeléctricos requiere de una serie de estudios que evalúan el entorno geográfico, las características ambientales y también el ámbito social, debiendo presentarse un análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad y las posibles soluciones y medidas de control y mitigación.

En este punto, y para los proyectos de hidroeléctricas reversibles será fundamental considerar que, desde el punto de vista económico como ambiental, la posibilidad de que el proyecto genere un efecto neto positivo dependerá decisivamente del criterio de planeación adoptado en la fase inicial de concepción del proyecto.

En lo relacionado a la parte social, en Colombia está vigente el Estado Social de Derecho consagrado en la Constitución Política de 1991 que precisa como pilar fundamental la participación de los ciudadanos. En base a ello se han diseñado mecanismos de participación ciudadana siendo aplicable a los proyectos de infraestructura la consulta popular, el cabildo abierto, entre otros, cuya reglamentación precisa el ejercicio de estos mecanismos. En lo que atañe a la consulta popular, se puede dar en distintos niveles como nacional, departamental o municipal.

Un ejemplo emblemático de ello se puede referir a los conflictos derivados de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo de 400 MW que se inició por la afectación a los recursos naturales aledaños, llegando hasta el derecho a la propiedad teniendo en cuenta que para la ocupación de determinadas zonas no se tuvo en cuenta a la población como sujeto de debate y construcción. En este caso los afectados por la construcción del proyecto hidroeléctrico del Quimbo tuvieron que realizar un reasentamiento, surgiendo además tensión social entre la empresa Emgesa y los habitantes de los municipios del Huila, argumentando el incumplimiento de compromisos adquiridos por la empresa en el desarrollo del proyecto. En esta parte de aceptación social, se concluye que en Colombia la resolución de conflictos en proyectos minero energéticos no es competencia exclusiva del Gobierno Nacional que si bien su marco legal indica que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin embargo esto no faculta al gobierno nacional que se excluya a las comunidades de la discusión para determinar la viabilidad de los proyectos, siendo necesario que el gobierno y los desarrolladores de proyectos realicen un trabajo de sensibilidad y difusión para crear espacios de interacción con la comunidad.

5.2.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles

En Colombia recientemente se ha formulado un reporte “Misión de Transformación Energética” que propone una hoja de ruta para la energía y que busca asegurar un futuro energético seguro, sostenible, asequible y confiable.

En este documento se consolidan propuestas para facilitar la adopción de nuevas tecnologías al interior del sector eléctrico, asegurando estándares de competitividad, sostenibilidad, cobertura y calidad a la luz de las necesidades propias del sistema energético colombiano. De los cinco focos que representan los principales retos del sector eléctrico colombiano para lograr una efectiva adaptación a las nuevas tendencias, aquellos que representan la oportunidad para las hidroeléctricas reversibles se sintetizan a continuación:

- La tecnología de hidroeléctricas reversibles representa una oportunidad de desarrollo, más aún que puede ser un sustituto renovable adecuado para la componente de producción con gas natural que representa el 45% de la producción de electricidad y por los beneficios de flexibilidad que otorga esta tecnología ante el ingreso de generación intermitente solar y eólica.
- En Colombia los proyectos HPS y su característica de flexibilidad se puede complementar con la promoción de proyectos de energía solar y eólica por 2.800 MW que se proyectan para construcción y operación en 2022, superando la meta de 1.500 MW en la incorporación de fuentes no convencionales de energías renovables e incluida en el Plan Nacional de Desarrollo.
- En la parte de diseño de los mercados, los cambios de corto plazo para la energía y los servicios complementarios. En este punto las hidroeléctricas reversibles podrían alcanzar ingresos en tanto se apruebe el despacho del día anterior vinculante y un mercado intradiario en tiempo real, incorporando la mitigación de poder de mercado automatizada, precios nodales, co-optimización de energías y reservas y liquidaciones vinculantes en cada mercado.
- Para el cierre de brechas en el mercado colombiano se promoverá la adopción de un marco regulatorio sólido para propiciar la escalabilidad de los proyectos e incentivar la inversión privada, habiendo oportunidad para identificar proyectos y conseguir su construcción.
- Dado que se han promovido proyectos de energía renovables intermitentes con las proyecciones del sistema en el mediano plazo, la tecnología de hidroeléctrica reversible será necesaria como una de las tecnologías de almacenamiento.
- Se requiere evaluar y precisar el potencial de almacenamiento de energía eléctrica con proyectos HPS.
- En la parte regulatoria se requiere desarrollar los esquemas de competencia del sector, y promover inversiones en el mediano y largo plazo, para lo cual la normativa se debe adaptar a la evolución de las tecnologías.

5.2.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles

Sobre la discusión planteada para el mercado eléctrico colombiano y considerando que en este país ya se cuenta políticas definidas en su Misión de Transformación Energética: construyendo la Hoja de Ruta para la energía del futuro, para la promoción de las centrales hi-

droeléctricas reversible y formar un nicho de oportunidad para esta tecnología se hace prioritario lo siguiente:

- Continuar con el objetivo de diseño de mercado de los Servicios Complementarios actualmente en curso, así como los esquemas de remuneración de estos servicios bajos mecanismos de competencia.
- Difundir la tecnología HPS en las entidades de planeamiento, así como entre los actores de generación, tomando en cuenta el perfil hidroeléctrico de la matriz de generación de Colombia.
- Formular estudios exploratorios del potencial para proyectos hidroeléctricos reversibles e identificar los potenciales proyectos HPS y difundirlo entre los operadores de hidroeléctricas y otros.
- Conjuntamente con la promoción de las tecnologías de sistemas de almacenamiento con batería – BESS, difundir sus ventajas operativas incluyendo a la hidroeléctrica reversible y su valor agregado de brindar mayor inercia al sistema y que se incluyan como parte de la Mejoras en Diseño de mercado.
- En cuanto al reglamento de servicios complementarios, introducir la señal del costo marginal de energía para incentivar la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad como es el caso de las hidroeléctricas reversibles, del mismo modo que se añada condiciones de mercado para la regulación mediante RPF, RSF y RTF.
- Definir, identificar y evaluar los beneficios de los sistemas de almacenamiento con tecnologías HPS como parte de la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos.

5.3 Perú

5.3.1 Barreras económicas y de mercado

En el sector eléctrico peruano se han identificado barreras para los proyectos HPS que complican o dificultan el ingreso de esta tecnología, además de otras barreras que son similares a las hidroeléctricas convencionales.

En cuanto a las HPS específicamente se han identificado barreras económicas y de mercado, las cuales se resumen a continuación:

- Ausencia de un mercado de servicios complementarios.
- La señal de precios a nivel del mercado mayorista presenta un nivel muy bajo por la denominada “declaración de precios” de generación de los operadores a gas natural.
- La señal localización no es muy atractiva
- El conocimiento de oportunidades de proyectos HPS es inferior al de otras tecnologías, dificultando la posibilidad de un desarrollo masivo.

- En la industria, los proyectos de almacenamiento con HPS se perciben como demasiado riesgosos, especialmente cuando podrían tener un muy reducido valor de remuneración por capacidad, que impactaría sobre los ingresos.

Asimismo, de manera similar a las hidroeléctricas convencionales, las HPS deben enfrentar barreras económicas y de mercado, indicadas a continuación:

- Las prioridades de inversión en la industria están relacionadas con el aumento de la capacidad y cuota de mercado de proyectos basados en energías renovables intermitentes como la solar y la eólica. Los proyectos de HPS si bien compiten con estos proyectos y tienen un desarrollo más complejo, debe analizarse la complementariedad con estos proyectos intermitentes, cuyo costo de inversión podrían compararse con las BESS.
- La obtención de la licencia social es una barrera muy similar a las hidroeléctricas. En el sector eléctrico actualmente se está incrementando la generación RER-NC lo que a su vez está ocasionando la necesidad de regulación de los servicios complementarios en la necesidad de reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia, esto originado por la mayor incertidumbre de su producción en relación con las otras tecnologías.

Para el SEIN, cerca del 30% de la magnitud de reserva para RSF es atribuible a la generación RER-NC, valor que resulta considerable si se toma en cuenta que su participación en la generación total del SEIN es de aproximadamente el 5%. En ese sentido, es de esperarse que incrementos de generación RER-NC impondrá exigencias importantes al sistema AGC del COES así como un sobre costo por la mayor cantidad de reserva requerida, mayor flexibilidad en el sistema, tanto a nivel de generación como del sistema de transmisión, por lo que como Propuesta de solución se evalúa el desarrollo de un mercado de Servicios Complementarios que posibilite la incorporación de mayor generación RER-NC en el SEIN ³⁹.

En ese sentido, el operador del sistema eléctrico peruano COES está realizando el “Estudio de Servicios Complementarios de Energía y su Adaptación para Inclusión de Tecnologías no Convencionales”, cuyo objetivo principal es elaborar una propuesta regulatoria integral, detallada y con la suficiente precisión que establezca las políticas y acciones a implementar para la Promoción de la Competencia en los Servicios Complementarios (SSCC) del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional de Perú (SEIN) en condiciones de mercado, considerando el análisis de las condiciones operativas actuales y previsibles en el corto y mediano plazo, y guardando compatibilidad con el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) Peruano, que está basado en costos marginales y costos variables auditados (excepto el gas natural donde se permite que se declare el precio de dicho combustible).

5.3..2 Apetito de riesgo de los inversionistas

En el Perú se ha tomado conocimiento de un único proyecto desarrollado por un usuario minero como inversionista interesado en este tipo de tecnología, además de perfiles de proyecto que se ven disuadidos por los bajos precios del mercado mayorista.

No obstante, la oportunidad de esta tecnología para los desafíos energéticos por la esperada alta penetración de energías renovables intermitentes en el sistema eléctrico peruano, los operadores tienen un mayor interés en las baterías de almacenamiento y proyectos intermitentes para servicios propios de las plantas actualmente operativas.

39. Aporte del COES para la Comisión Multisectorial para la reforma del subsector electricidad. COES. (2019)

El caso en referencia corresponde a un estudio de perfil de proyecto que consiste en una central hidráulica reversible de bombeo/generación para el suministro eléctrico a la mina, a operar con su Sistema de Transmisión de 220 kV para conectarse al SEIN peruano. Esta central se localiza en el departamento de Ancash en la sierra norte del Perú a más de 4,200 m.s.n.m, fue desarrollado a nivel conceptual evaluando dos potenciales sitios, que podrían proporcionar energía al complejo minero.

Características del proyecto referencial

En base a los diversos estudios básicos realizados, se llevaron a cabo simulaciones de generación de energía y operaciones de bombeo a fin de determinar los niveles de operación, la capacidad de almacenamiento útil requerido y los caudales para el modo de generación y bombeo, para los diversos casos de la potencia instalada. Los resultados de estas simulaciones se utilizaron para determinar las dimensiones principales de los componentes del esquema hidroeléctrico, como los diámetros de tomas de agua, túneles y tubería forzada, y la elevación de la cresta de las presas.

Las características resultantes del proyecto fueron las siguientes:

- Número de unidades de bomba-turbina: 02.
- Eficiencia del generador: 98.33%;
- Eficiencia del transformador: 99.25%;
- Consumo de energía de la central eléctrica: 1.25% de la energía generada;
- Eficiencia de la turbina: 0.85;
- Eficiencia de la bomba: 0.83;

Parámetros de la producción de energía:

- Duración de la generación de energía – operación máxima: 5 horas;
- Duración de la operación de recirculación – de menor demanda: 10 horas;
- Niveles de operación en el reservorio inferior:

Beneficios

Los beneficios del proyecto están determinados por los ahorros en la compra de potencia y energía durante las horas punta para la operación de la mina (5 horas diarias), así como energía y potencia autogeneradas.

Costos

Los costos del proyecto están determinados por la compra de potencia y energía durante las horas fuera de punta por la mina (10 horas diarias), requeridas para el bombero de agua al embalse superior.

Dentro de las alternativas planteadas se obtuvo una capacidad óptima de 100 MW, determinado con el criterio beneficio/costo, con un CAPEX de 145 millones de USD, obteniéndose

una tasa interna de retorno (IRR) de 12,4% y período de recuperación de 8 años, lo cual muestran las ventajas de aplicación de este proyecto.

En vista de lo expuesto, resulta evidente tanto la relevancia de reducir las barreras de entrada en cuanto a asegurar el desarrollo de los servicios complementarios, y superar el bajo diferencial de costos de corto plazo en períodos de pico y fuera de punta, como la atención que los desarrolladores de proyectos hacia la tecnología HPS. Es decir, los incentivos deberían actuar en las siguientes líneas:

Identificar y desarrollar potenciales proyectos de los agentes que puedan dar lugar a una mayor competencia por los servicios complementarios, con adecuado diseño del mercado y pago por capacidad que generen una expectativa razonable para inversión en nuevas instalaciones.

Evitar que los muy bajos precios en el mercado mayorista persistan como barrera de entrada para los proyectos HPS y apoyo del estado en la tramitación de autorizaciones para nuevos proyectos se constituya en un incentivo para la instalación de nuevos entrantes.

5.3.3 Resultados de entrevistas técnicas

La entrevista se realizó por videoconferencia con el Presidente de Directorio del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional, se plantearon las preguntas según la sección 2.1 y a continuación se presenta el resumen de las respuestas:

Sección 1: Sobre el recurso y el potencial de la tecnología

- La mayoría de los operadores eléctricos proyecta sistemas de almacenamiento basados en la tecnología de baterías, es así como el operador de transmisión ISA desarrolla proyectos de este tipo.
- La empresa que ha mostrado interés en las HPS es la francesa EdF.
- En cuanto a la aplicabilidad y potencialidad de los sistemas de almacenamiento, considerando el mediano y largo plazo el potencial estaría en el desarrollo de la termo solar por el mayor factor de planta que ofrece.
- En el Perú no hay tecnologías priorizadas, siendo el desarrollo de los proyectos correspondiente a las decisiones de los operadores de generación. La generación es descentralizada.
- El potencial de crecimiento de las tecnologías variables (eólica y solar) es alto. El Plan de Transmisión recoge los estudios de impacto en el Sistema Eléctrico.

Sección 2: Sobre proyectos HPS (actores, implementación, barreras y oportunidades)

- El desarrollo de los proyectos de generación se da por iniciativa de los agentes privados.
- Las barreras para los proyectos hidroeléctricos principalmente son de tipo social, así como los estudios para las autorizaciones que debe obtenerse de la Autoridad Nacional del Agua.

- El desarrollo de los proyectos hidroeléctricos ha sufrido una parada en el mercado peruano, es así como diversos proyectos hidroeléctricos emblemáticos han sido postergados, debido a los diversos riesgos a que se enfrentan como la obtención de la licencia social, entre otros.
- Respecto a la aceptación social de los proyectos HPS, sería similar a las barreras que enfrentan las hidroeléctricas, observándose una oposición muy grande para su desarrollo.
- En particular no hay impedimento para que los proyectos HPS operen como servicios auxiliares de las centrales, al igual como lo podría realizar las baterías de almacenamiento.

Sección 3: Sobre el mercado y regulación del sector eléctrico

- Los niveles de inversión estimativos se ubican en el orden de los 40-45 USD/MWh, valor que sería similar a una turbina a gas.
- La expectativa de corto plazo en el mercado eléctrico lo define las plantas de gas natural cuyo costo operativo está en 25 USD/MWh.
- En cuanto al largo plazo, el costo marginal desde el 2025 puede subir respecto a dicho 25 USD/MWh, con riesgo de alcanzar valores de 180-230 USD/MWh si no se construyen nuevos proyectos de generación ni se materializa el ducto de gas natural al sur.
- De acuerdo con las regulaciones que se definan para la operación de las plantas a gas natural, y si se desarrolla el SIT Gas, que considera que el estado les garantiza a las plantas de gas natural un precio de gas igual a lo aplicable al área centro de Chilca, la expectativa de costos marginales sería similar a los actuales.
- No se considera que hay política hacia la transición, quedando la decisión de transición en manos de los agentes. De las NAMA que el estado tiene proyectado, aún ninguna se ha implementado.
- El COES espera que MEM disponga como se llevará a cabo el proceso de transición y los cambios requeridos para el desarrollo del sector eléctrico.
- No existen tarifas o cargas por servicios complementarios. El esquema actual del sector eléctrico obliga a que los servicios complementarios sean de prestación obligatoria de parte de los agentes. Actualmente el servicio de RPF se brinda de forma obligatoria en los márgenes que define el COES, al igual que los otros servicios como la RSF, el suministro de reactivos y los otros servicios complementarios.
- Actualmente el COES está realizando un estudio para el desarrollo de un mercado de servicios complementarios.
- Los mecanismos de incentivos para las tecnologías renovables fueron las subastas que han dejado de ser promovidos por el Estado. Similar a estas para los sistemas de almacenamiento aún no existen.

5.3.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución

En el sector eléctrico peruano operan empresas de generación que provienen de grupos corporativos privados y estatales de diversas partes del mundo y un grupo de empresas del estado, caracterizando un oligopolio en esta parte del mercado. En la Tabla 5-7 se muestra el resumen de las principales empresas de generación:

Tabla 5-7: Empresas de generación eléctrica en SEIN Perú 2019

Compañías de generación	Hidro MW	Térmica MW	Capacidad Total Efectiva MW	Participación %
ENEL	600	1156	1755	13.90%
ENGIE	254	2186	2440	19.30%
STATKRAFT	448	-	448	3.60%
KALLPA	568	1756	2324	18.40%
TERMOCHILCA	-	303	303	2.40%
FENIX	-	567	567	4.50%
ORAZUL	376	176	552	4.40%
SHOUGESA	-	62	62	0.50%
HUALLAGA	477	-	477	3.80%
LUZ DEL SUR	90	-	90	0.70%
HUANZA	98	-	98	0.80%
CELEPSA	223	-	223	1.80%
Otras privadas	626	489	1115	8.80%
Compañías estatales	1395	85	1480	11.70%
Capacidad Instalada RER			679	5.40%
TOTAL - MW	5155.00	6780.00	12613.00	100%

Fuente: elaboración propia en base de datos del COES, 2020

Como se observa la generación se concentra en cuatro principales grupos: Enel – Italia, Engie – Francia, Kallpa – Israel y las empresas del estado peruano.

También opera un gran número de pequeñas empresas privadas, así como empresas con instalaciones de recursos renovables, que ascienden a 679 MW con el 5,4% de la oferta.

En la parte de transmisión operan empresas privadas que forman los sistemas de alta y extra alta tensión, cuyos activos ascienden a 2340 millones de USD.

Tabla 5-8: Empresas de Transmisión Eléctrica en SEIN Perú 2019

Empresa de Transmisión	VNR Mil US\$	VNR
Sistema principal	713,984	30.5%
REP	125,552	5.4%
TRANSMANTARO	377,940	16.1%
ISA	79,305	3.4%
EGEMSA	381	0.0%
SAN GABÁN TRANSMISIÓN	574	0.0%
ANTAMINA	761	0.0%
ET ESELVA	19,371	0.8%
REDESUR	110,099	4.7%
Sistema garantizado	1,626,421	69.5%
TRANSMANTARO	859,669	36.7%
ABENGOA	645,264	27.6%
TERNA		
CCNCM -Cobra Instalaciones y Servicios	121,488	5.2%
TOTAL-MW	2,340,405	100%

Fuente: elaboración propia en base de datos del COES, 2020

5.3.5 Aceptación social

En el Perú para la aceptación social de los proyectos de infraestructura se cuentan con procedimientos establecidos como la Aprobación de Estudios de Impacto Ambiental - EIA, así como también está vigente una Ley de Consulta Previa y la Ley de Participación Ciudadana, cuyo objetivo es que las opiniones, preocupaciones, observaciones y sugerencias de la población sobre los aspectos ambientales y sociales de los proyectos sean tenidas en cuenta para su diseño, evaluación y aprobación.

En las últimas décadas en este país se han ejecutado grandes proyectos de infraestructura, en el marco de la política de promoción de inversiones que tiene como finalidad el aprovechamiento de los recursos naturales. Uno de los sectores que impulsa un considerable número de proyectos es el energético, que promueve entre otras alternativas la construcción de centrales hidroeléctricas, las cuales se ubican en zonas rurales del país, especialmente en la zona andina y en la Amazonía generando inversión y ayudando a cerrar la brecha de infraestructura existente en la zona y en el país.

En general para los proyectos se requiere realizar una correcta evaluación e implementación de medidas a efectos de identificar y mitigar los impactos sociales y ambientales, y preservar los derechos de las personas. En ese sentido, la participación ciudadana es un derecho constitucional siendo una herramienta importante para garantizar que la toma de decisiones alrededor del desarrollo de proyectos, hidroeléctricos en particular, considere la preocupa-

ción de los ciudadanos que serán afectados por los mismos, así como promover el beneficio social y difundir el conocimiento sobre los ecosistemas a través del diálogo y el intercambio de ideas.

Si bien la reglamentación y los procedimientos están establecidos, se requiere gestionar de manera adecuada esta componente social para lograr la aceptación y mitigar la incertidumbre que puede generar la aprobación social de este tipo de proyectos. Es sabido que la resistencia en las comunidades se origina frecuentemente por desconocimiento de los beneficios o falsa percepción de los impactos al ecosistema donde se desarrolla el proyecto, generándose rechazo de la población donde se ubica el proyecto.

Los mecanismos de participación ciudadana durante la elaboración y evaluación del EIA son de dos tipos: Obligatorios y Complementarios, a través de Talleres participativos, Audiencia pública, Buzón de sugerencias, entre otros.

En todas las fases de desarrollo de los proyectos de generación eléctrica, desde la obtención de la Concesión Temporal, la Certificación Ambiental, la construcción y la operación se cuenta con la participación ciudadana, debiendo este tipo de proyectos contar con un área de responsabilidad social para coordinar con las autoridades locales y nacionales pues se debe informar de manera permanente a los interlocutores sobre los cambios, impactos y beneficios como parte de la ejecución y de la operación de los proyectos.

5.3.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles

En tanto el país sólo ha desarrollado un 10-15% de su potencial hidroeléctrico, la tecnología de hidroeléctricas reversibles representa una oportunidad de desarrollo, más aún que puede ser un sustituto renovable adecuado para la componente de producción con gas natural que representa el 45% de la producción de electricidad y por los beneficios de flexibilidad que otorga esta tecnología ante el ingreso de generación intermitente solar y eólica.

Es así como las proyecciones del sistema en el mediano plazo apuntan a que este tipo de tecnología será necesaria, como una de las tecnologías de almacenamiento.

Las oportunidades identificadas para este tipo de centrales en Perú son variadas y se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Ante la carencia de infraestructura de almacenamiento de recurso hídrico en diversas cuencas, en Perú se requiere gestionar de manera integrada las cuencas hidrográficas, pudiendo identificarse y generar sinergias con otros sectores que también requieren el aprovechamiento hídrico, como las poblaciones y la agricultura.
- El Perú, al igual que los países de la región andina, cuentan con un relieve montañoso que presenta ventajas comparativas para proyectos HPS respecto de otros emplazamientos a nivel mundial.
- Es una ventaja comparativa que en Perú se cuente con diversos sistemas de lagunas o mesetas eriazas con diferencias altimétricas aprovechables, con indicadores $L/H < 4$ y saltos por encima de los 600m, siendo un potencial técnico muy atractivo.
- Se requiere evaluar y precisar el potencial de almacenamiento de energía eléctrica con proyectos HPS.

- Su amplia longitudinal costera permite también disponer del recurso hídrico para la toma y descarga, pudiendo ser compatible con proyectos de desalinización.
- En la parte regulatoria se requiere desarrollar los esquemas de competencia del sector, y promover inversiones en el mediano y largo plazo, para lo cual la normativa se debe adapte a la evolución de las tecnologías.
- En cuanto a los mecanismos de mercado, se debe priorizar el desarrollo del mercado de servicios complementarios y se den los cambios para habilitar a los nuevos actores que gestionan los activos de almacenamiento, incluyendo las centrales hidroeléctricas reversibles.

5.3.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles

En tanto el mercado de generación en el sector eléctrico peruano está en un período de costos marginales muy bajos, en relación con los demás mercados de la región, la principal prioridad es definir las condiciones de mercado en la que operan los generadores con gas natural.

En cuanto al desarrollo de generación competitiva y flexible, que pueda complementarse con el incremento de la generación intermitente solar y eólica, el operador del sistema COES ha completado un estudio que ha propone formar mercados de servicios complementarios en el sistema eléctrico que apunta a disponer señales de mercado y procesos, que permitan el desarrollo de la flexibilidad requerida del sistema eléctrico nacional.

En general en dicho estudio se hace referencia a la tecnología de hidroeléctricas reversibles como opción técnica eficiente y sostenible, informando sobre su potencial junto con los otros tipos de almacenamiento. De ello se desprenden las principales medidas como:

- Mejoras en Diseño de mercado e inclusión de los servicios complementarios
 - Perfeccionar la señal del costo marginal de energía para incentivar la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad
 - Definir las condiciones de costos y/o precios en la operación del mercado de corto plazo.
 - Recuperar la señal de razonabilidad en el costo de la energía en el mercado mayorista, para hacer atractivo los proyectos de generación.
 - Incorporar los mecanismos de desvíos en la programación de la generación y demanda
 - Establecer señales de mercado de largo plazo
- Definir el marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y tecnologías flexibles
 - Reconocer el aporte del almacenamiento en la operación del SEIN.
 - Definir los costos de flexibilidad en la operación del sistema eléctrico
 - Formulación de procedimientos de programación y liquidación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento
 - Identificar y evaluar los beneficios de los sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos



5.4 Brasil

5.4.1 Barreras económicas y de mercado

Aunque Brasil construyó la primera central reversible de Latinoamérica (DOE, 2020), existen aún varios desafíos para el desarrollo actual de esta tecnología. Desafíos, que principalmente, residen en aspectos económicos, comerciales, regulatorios, así como posibles efectos ambientales involucrados en este tipo de proyectos.

Por otro lado, Brasil históricamente fue pionero en la construcción de cuatro HPS, entre en 1939 y 1955. Sin embargo, la mayoría de estas centrales fueron abandonadas en la década de 1970, principalmente porque la oferta nacional de recursos naturales permitió satisfacer la demanda sin necesidad de mayores inversiones en almacenamiento; lo cual muestra la necesidad de cambios en el mercado eléctrico para poder promover más de dichos proyectos. (Canales, 2015)

Tabla 5-9: Centrales reversible construidas en Brasil (Canales, 2015)

Nombre	Inaugurada	Equipamiento	Potencia de turbinas (MW)	Potencia de bombas (MW)	Altura de caída
Edgard de Souza	1955	1 Francis reversible	14.8	13.3	24.0
Pedreira	1939	6 Francis reversibles	78.5	42.6	25.0
Traicao	1940	4 Kaplan reversibles	7.3	7.4	4.0
Vigário	1952	4 Francis reversibles	90.8	72.0	36.0

Fuente: International Water Power & Dam Construction (2012)

EPE y MME señalan que, debido a la crisis hídrica los proyectos hidroeléctricos están llegando a su límite, en especial los de reservorio, que proporcionan entre otros, servicios de almacenamiento de energía. Sin embargo, el gobierno brasileño y sus respectivos organismos de energía no parecen dispuestos a incrementar la capacidad de almacenamiento de energía del país en los próximos años. (Brasil. Ministério das Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética., 2013) En este contexto se estima que mientras que la generación de energía en el país debería crecer un 40% para el año 2022, el almacenamiento de energía aumentará sólo un 2%, en el mismo período (Hunt et al., 2014). De acuerdo a Godoi, los embalses completamente llenos en Brasil sólo pueden almacenar agua (y por lo tanto energía) durante cuatro meses, con el 70% de la capacidad de almacenamiento de energía del país concentrada en el Sudeste y el Medio Oeste. Por lo tanto, se puede concluir que un régimen de lluvias desfavorable en estas regiones puede comprometer el suministro de energía del país. Para evitar tal situación, el mismo autor propone la construcción de HPS en lugares donde actualmente hay poca capacidad de almacenamiento de energía, de modo que Brasil pueda depender menos de las cuencas de los ríos Paranaíba y Grande, que representan el 45% del almacenamiento nacional de energía. (Godoi, 2013)

Uno de los grandes desafíos a superar para la inserción de las HPS en el sector eléctrico brasileño es la regulación y remuneración de los servicios complementarios. Sin embargo, frente a las restricciones mencionadas anteriormente existen ciertas alternativas de inserción de las HPS en el mercado brasileño como: la venta de la producción de electricidad por Contrato

de Suministro de Energía del Medio Ambiente Regulado (CCEAR) y adquisición del bombeo por tarifas especiales de suministro que resulten de un proceso competitivo y refleje los beneficios que aporta la operación del sistema eléctrico; Venta de la generación por CCEAR y adquisición de bombeo en exceso de la carga ligera, lo que requeriría mayores cambios regulatorios; Venta de la generación por CCEAR e inserción de la planta en el Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE). (Zuculin, Pinto, & Barbosa, 2014), es decir incorporar nuevas señales económicas que promuevan el desarrollo de esta tecnología dado los beneficios, tanto técnicos como económicos, ante el ingreso de proyectos de energía no convencionales que, en su defecto requerirían mayor reserva rotante, y mayor flexibilidad, entre otros.

5.4.2 Apetito de riesgo de los inversionistas

La participación de las HPS en el sistema brasileño ya ha sido objeto de estudios en el pasado. Actualmente, la Oficina de Investigación Energética (EPE) está desarrollando nuevos estudios para inventariar posibles sitios de interés para la inclusión de la HPS en el SIN (Sistema Interconectado Nacional). En noviembre de 2014, bajo la coordinación de Eletronorte, se realizó un Seminario sobre HPS, a partir del cual se creó el Grupo técnico de trabajo de Hidroeléctricas Reversibles; con el fin de promover los estudios y acciones necesarias para permitir el uso de HPS en el sistema eléctrico brasileño. En este grupo participan empresas del sector eléctrico, inversionistas y fabricantes de equipos, donde se han dedicado a evaluar la integración de HPS en el sistema eléctrico, que incluye entre otros la necesidad de establecer lineamientos regulatorios y comerciales específicas para este tipo de proyectos. El Comitê Brasileiro de Barragens (CBDB) participa y colabora con este grupo confiando en los buenos resultados que los HPS pueden proporcionar al sector energético de Brasil⁴⁰.

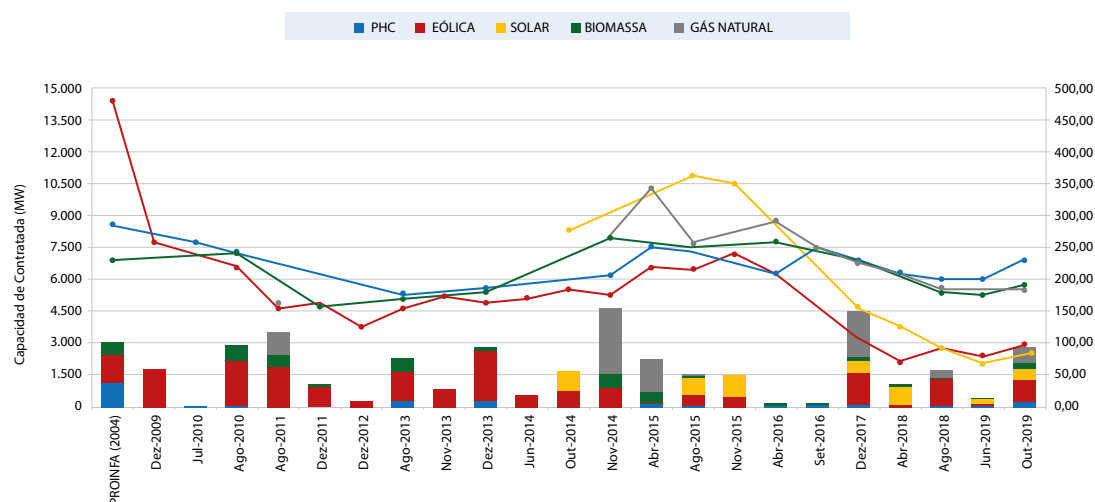
Una forma de poder medir el interés de posibles inversiones de energía en Brasil es la masiva participación en las diferentes subastas RER como las recientes del 2019.

Tabla 5-10: Lista de Generadoras por subasta RER (Empresa de Pesquisa Energética, 2019)

Fuente	Subastas A-4		Subastas A-6	
	Capacidad promedio (MW)	Cantidad de Proyectos	Capacidad promedio (MW)	Cantidad de Proyectos
Hidroeléctrica	37,4	5	172,0	27
Termoeléctricas Bagazo	7,4	1	69,5	6
Termoeléctricas Gas Natural			673,1	3
Solar Fotovoltaica	21,1	6	59,5	11
Eólicas	15,2	3	181,1	44

40. <http://cbdb.org.br/usinas-hidreletricas-reversiveis>

Figura 5-4: Precio de venta de las subastas de energía (Empresa de Pesquisa Energética, 2019)



En la Figura 5-4 se muestra un resumen de las contrataciones, en la capacidad total instalada por fuente y precio promedio de energía, en el caso de la hidroeléctrica, la eólica y fotovoltaica (contrato de cantidad), o ICB, en el caso de las centrales termoeléctricas (contrato de disponibilidad).

En general, se aprecia en una disminución considerable de los precios de venta de energía de fuentes renovables intermitentes, que a su vez fomentan mayores inversionistas en proyectos solares y eólicos, lo que representa de manera complementaria una gran oportunidad de inversión para las hidroeléctricas reversibles, aun considerando las restricciones que deberán superar mediante la prestación de servicios complementarios a requerirse en el sistema brasileño.

5.4.3 Resultados de entrevistas técnicas

En el sector de la energía, se espera que haya un aumento en el almacenamiento de energía a gran escala debido a que las energías renovables variables siguen en aumento. Con respecto al estado actual de dichas tecnologías se entrevistó a dos expertos de la Oficina de Investigación Energética - EPE. EPE tiene por objeto prestar servicios al Ministerio de Minas y Energía (MME) en el área de estudios e investigaciones para subvencionar la planificación del sector energético, que abarca la energía eléctrica, el petróleo y el gas natural y sus derivados y los biocombustibles.

Sección 1: Sobre el recurso y el potencial de la tecnología

- Se han desarrollado algunos estudios de potencial de HPS, por ejemplo, EPE ha desarrollado una metodología, así como los criterios para la identificación de lugares óptimos para la ejecución de proyectos de HPS en Brasil. Ello ha sido con la finalidad que se puedan ubicar los mejores proyectos en las algunas zonas del país para el desarrollo de HPS. Existen tres iniciativas actuales que están en la búsqueda los beneficios de las HPS en el sistema eléctrico, los aspectos regulatorios, las herramientas para el desarrollo de estas entre otros aspectos que ayuden a incentivar estas tecnologías en Brasil. Uno de ellos a cargo de GESEL, que es un grupo de investigación universitaria; otro es PS air como parte de una consultoría; y otro de la empresa chinas Tres Gargantas.

- Debido a que Brasil cuenta con un alto nivel de hidroeléctricas con reservorios esto ha permitido que el sistema eléctrico de la red haya podido aguantar el incremento actual de energía renovables más variables como plantas solares y eólicas. Sin embargo, debido a que proyectos de generación hidroeléctricas están teniendo un bajo crecimiento en comparación con solar y eólicas la tendencia de usar un gran sistema de almacenamiento se vuelve de interés poder soportar dichas energías. Específicamente el aumento de la capacidad instalada de las plantas eólicas es de 15 a 49 GW y de plantas solares fotovoltaicas el aumento es de 2 a 10 GW, ambos en un periodo de 10 años.

Sección 2: Sobre proyectos HPS (actores, implementación, barreras y oportunidades)

- Las grandes barreras para las iniciativas de HPS es que no hay un marco normativo, políticas públicas o procedimientos sobre el almacenamiento de energía, específicamente en como comercializar dicha tecnología. No obstante, la entidad regulatoria ANEEL ha iniciado con consultas públicas sobre cambios en las normativas enfocado a los procedimientos de energía en el mercado eléctrico.
- Debido a que no existe una HPS existente en Brasil no se puede definir los riesgos sociales que este tipo de proyectos podrían tener en la población sin embargo debido a la abundancia de centrales hidroeléctricas existen ciertos conflictos y más específicamente en el Norte de Brasil por lo cual el gobierno ha tomado acciones para involucrar más a población en los procesos de los proyectos energéticos. Debido a que los proyectos de HPS son muy similares a los hidroeléctricos se deben tomar en consideración los riesgos existentes con las hidroeléctricas y tener los cuidados debidos y el trabajo con la población similar que en proyecto hidroeléctrico para no tener conflictos sociales que pueda frenar los proyectos de HPS.

Sección 3: Sobre el mercado y regulación del sector eléctrico

- Sobre los precios del mercado, de acuerdo con EPE estos varían según la demanda, disponibilidad de los recursos naturales, los precios de ciertos productos o servicios, y la matriz energética. Debido variables tan complejas, la predicción de un precio de energía de mercado se hace bastante complicado. Los precios son calculados en base a un modelo computacional. Asimismo, debido al extenso territorio que dispone Brasil, los precios se diferencian en cuatro zonas geográficas; donde cada una de estas opera bajo condiciones y precios diferentes.
- Sobre el incremento de las energías renovables la iniciativa pública para el aumento de energías renovables, así como de HPS es llamado modernización del sistema energético de Brasil. Esta no solo incluye herramientas de regulación sino también de mercado.
- Sobre los servicios complementarios o auxiliares, no existe actualmente en Brasil un servicio normado donde se cobre como tal. No obstante, existen algunas excepciones seleccionadas por el ONS. En las discusiones de la iniciativa de modernización del sistema también se están discutiendo la regulación pertinente para este tipo de servicios. Esta regulación ayudara la operación de las HPS en el mercado ya que brindan este tipo de servicios también.

5.4.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución

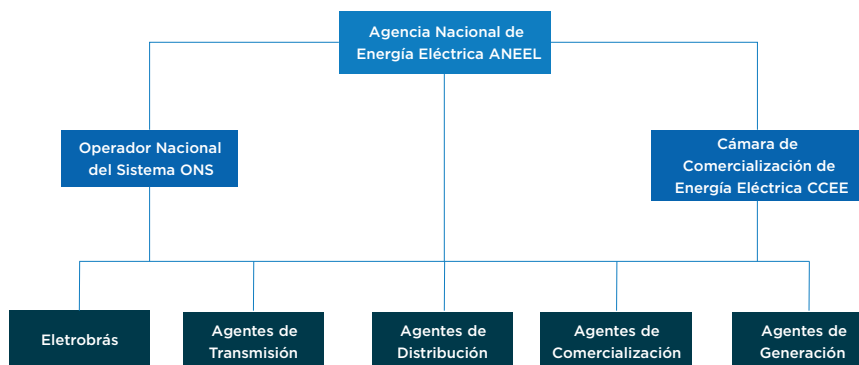
La base de la estructura del mercado eléctrico se basa en las políticas energéticas definidas por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), presidido por el ministro de Minas y

Energía (MME), el cual es un órgano asesor del presidente de la República. Dichas instituciones tienen como fin el correcto funcionamiento del sistema eléctrico de Brasil.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento y desarrollo de HPS en particular, entre las instituciones más vinculada para que Brasil tienda hacia una matriz energética más renovable así como la ejecución de grandes proyectos de almacenamiento, se encuentra la Oficina de Investigación Energética – EPE, que apoya las políticas energéticas del MME con estudios e investigaciones sobre la planificación energética que abarcan la electricidad además de otras fuentes de energía convencional; así como asegurar las bases para el desarrollo sostenible de la infraestructura energética del país. El rol de la EPE se ha consolidado como parte fundamental del diseño e implementación de la política energética que comienza con la definición de políticas y lineamientos en el ámbito del CNPE - Consejo Nacional de Política Energética y del MME.

Sobre los participantes del mercado eléctrico, estos son: generadoras de energía, operadoras de líneas de transmisión, distribuidoras y comercializadoras (ver Figura 5-5). Estos atienden a dos tipos de mercado: el mercado cautivo – de personas y negocios atendidos por la distribuidora que atiende necesariamente sola un área geográfica, y el mercado libre, de empresas que compran energía directamente de las comercializadoras, que representan empresas de generación. Es importante mencionar que sin la posibilidad de almacenamiento actualmente de la energía producida, todo el sistema debe operar en equilibrio constante entre producción y demanda. Y respetando el principio de la modicidad tarifaria.

Figura 5-5: Mercado Eléctrico Brasileño⁴¹



41. Extraído de Neoenergia.com. URL: <https://www.neoenergia.com/es-es/conocenos/el-sector-electrico/Paginas/default.aspx>

Figura 5-6: Generación conectada a la RED (Izquierda) y Aislada (derecha) (ONS, 2021)

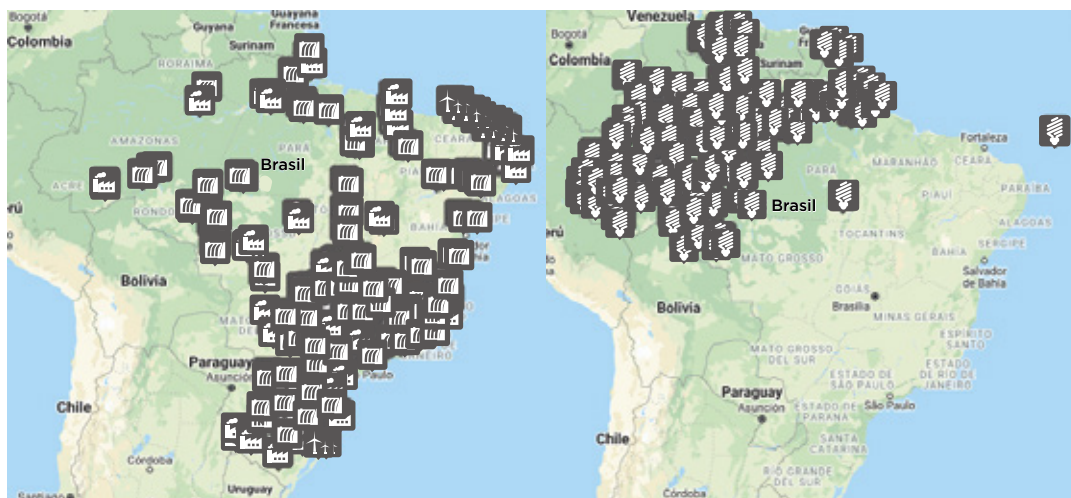
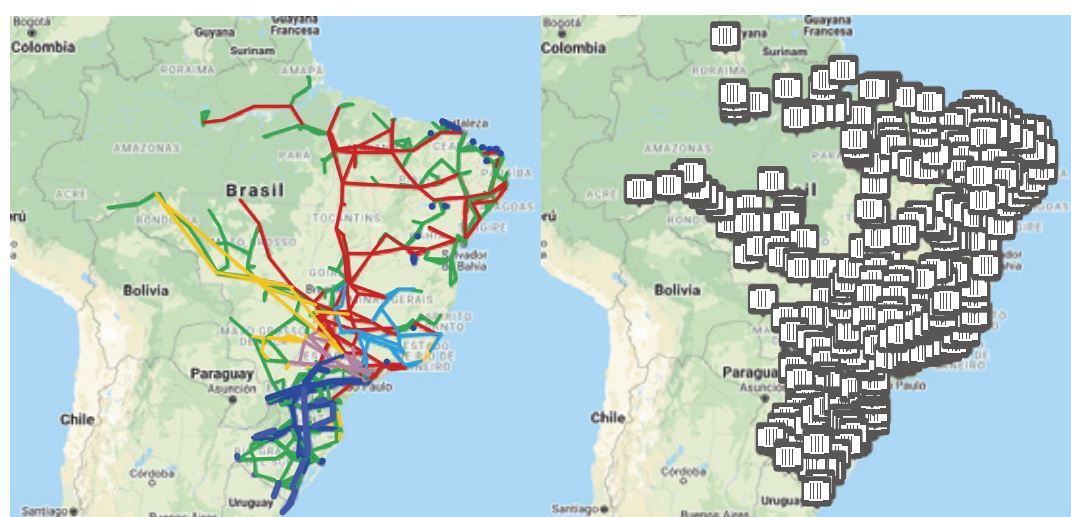


Figura 5-7: Sistema de Transmisión (izquierda) y Subestaciones (derecha) (ONS, 2021)



Asimismo, existe el Grupo de Estudio del Sector Eléctrico (GESEL) cuyo objetivo principal es de buscar el avance del conocimiento sobre las HPS, contemplando la definición de arreglos regulatorios, técnicos, operacionales y comerciales que permitan la implementación de esta tecnología en el mercado eléctrico brasileño, considerando los impactos potenciales en el Sistema Interconectado. Nacional. La investigación también busca mapear las ubicaciones potenciales para la implementación de HPS a gran escala en el país, con el fin de seleccionar un proyecto para un mayor estudio de caso y detalles. (GESEL, 2020)

El desarrollo de este proyecto se está llevando a cabo un grupo de empresas formado por profesionales multidisciplinarios con experiencia en los temas de operación, regulación económica, medio ambiente y modelización. Adicionalmente, el proyecto cuenta con el interés del ONS y EPE. Entre las empresas participantes del proyecto se encuentran: Campos Novos Energia SA (Enercan), BAESA - Energética Barra Grande SA, CERAN - Companhia Energética Rio das Antas SA, Foz do Chapecó Energia SA y Paulista Lajeado Energia SA (GESEL, 2020)

5.4.5 Aceptación social

Brasil tiene en su actualidad una serie de presas hidroeléctricas, específicamente en la región de la Amazonia, lo que ha representado en varios casos el reasentamiento de poblaciones humanas, las mismas que han sido ligeramente valoradas en las decisiones sobre la construcción de presas. La represa de Tucuruí proporciona un ejemplo donde 23,000 personas fueron desplazadas por el embalse y donde las áreas de asentamiento experimentaron problemas dramáticos relacionados con la agricultura, salud y falta de infraestructura (Fearnside, 1999; Santos et al., 1996). Son estos antecedentes, que en algunos casos han afectado el desarrollo de varios proyectos hidroeléctricos.
















La decisión de construir una presa en Brasil está a cargo de pocas instituciones. Si bien el proceso de concesión de licencias puede implicar años de estudios y audiencias, la decisión de construir la presa en cuestión generalmente ya es decidida previamente (Fearnside, 1989, 1999, 2005a).

Teniendo en cuenta los aspectos ambientales mencionados se considera que la reestructuración de las centrales hidroeléctricas existentes para convertirlas en reversibles una opción interesante para aumentar el almacenamiento de energía del país como solución ecológica y de bajo costo además se no generar impactos negativos ambientales adicionales. (Arantegui, Fitzgerald, & Leahy, 2012)

Asimismo, cuando se trata de redes aisladas, el almacenamiento de energía tiene una importancia preeminente para reducir los costos del gasóleo en los generadores de energía, que actualmente garantizan la estabilidad de la red en los sistemas eléctricos aislados, todavía muy comunes en la región septentrional del Brasil. (Cantane, Reginatto, Ledesma, & Ando Junior, 2018) Esto podría reducir considerablemente los efectos económicos y ambientales generados por el gasóleo, tanto en la compra y el uso de combustible en los generadores como en su transporte, a menudo necesario en lugares remotos. Se observaron aspectos similares en las islas griegas, en las que los costos de despliegue del PHES y el viento serían comparables a los de la compra y el transporte de combustible (Caralis, Rados, & Zervos, 2010).

Es importante mencionar que el impacto ambiental no es igual por tipo de central reversible. La energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo (HPS) se caracteriza por ser de ciclo abierto (conectada continuamente a una fuente de agua de flujo natural) o de ciclo cerrado (no conectada continuamente a una fuente de agua de flujo natural). En la Tabla 5-11 y Tabla 5-12 se muestra un análisis comparativo de estas centrales. (Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2020)

Tabla 5-11: Impactos ambientales durante la construcción por tipo de central reversible
(Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2020)

Recurso Acuático	Impacto de HPS de circuito abierto	Impacto de HPS de circuito cerrado	
		Agua subterránea (construcción y relleno inicial)	Agua superficial (construcción y relleno inicial)
Calidad de agua superficial	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Calidad de agua superficial	 Similar	 Mas bajo	 Similar
Calidad de agua subterránea	 Mas bajo	 Mas alto	 Mas bajo
Calidad de agua subterránea	 Mas bajo	 Mas alto	 Mas bajo
Ecología Acuática	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo

































Recurso Terrestre	Impacto de PSH de circuito abierto	Impacto de PSH de circuito cerrado	
		Agua subterránea (construcción y relleno inicial)	Agua superficial (construcción y relleno inicial)
Geología y Suelos	 Mas bajo	 Mas alto	 Mas alto
Ecología Terrestre	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Uso del suelo	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Recreación	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Recursos Visuales	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Recursos Culturales	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo

Tabla 5-12: Impactos ambientales durante la operación por tipo de central reversible
(Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2020)

Recurso Acuático	Impacto de PSH de circuito abierto	Impacto de PSH de circuito cerrado	
		Agua subterránea (Operación; Retiro periódico de la fuente)	Agua Superficial (Operación; Retiro de la Fuente)
Calidad de agua superficial	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Calidad de agua superficial	 Similar	 Mas bajo	 Similar
Calidad de agua subterránea	 Mas bajo	 Mas alto	 Mas bajo
Calidad de agua subterránea	 Mas bajo	 Mas alto	 Mas bajo
Ecología Acuática	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo

Recurso Terrestre	Impacto de PSH de circuito abierto	Impacto de PSH de circuito cerrado	
		Agua subterránea (Operación; Extracción periódica de la fuente)	Agua Superficial (Operación; Retiro Periódico de la Fuente)
Geología y Suelos	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Ecología Terrestre	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Uso del suelo	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Recreación	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Recursos Visuales	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo
Recursos Culturales	 Mas alto	 Mas bajo	 Mas bajo

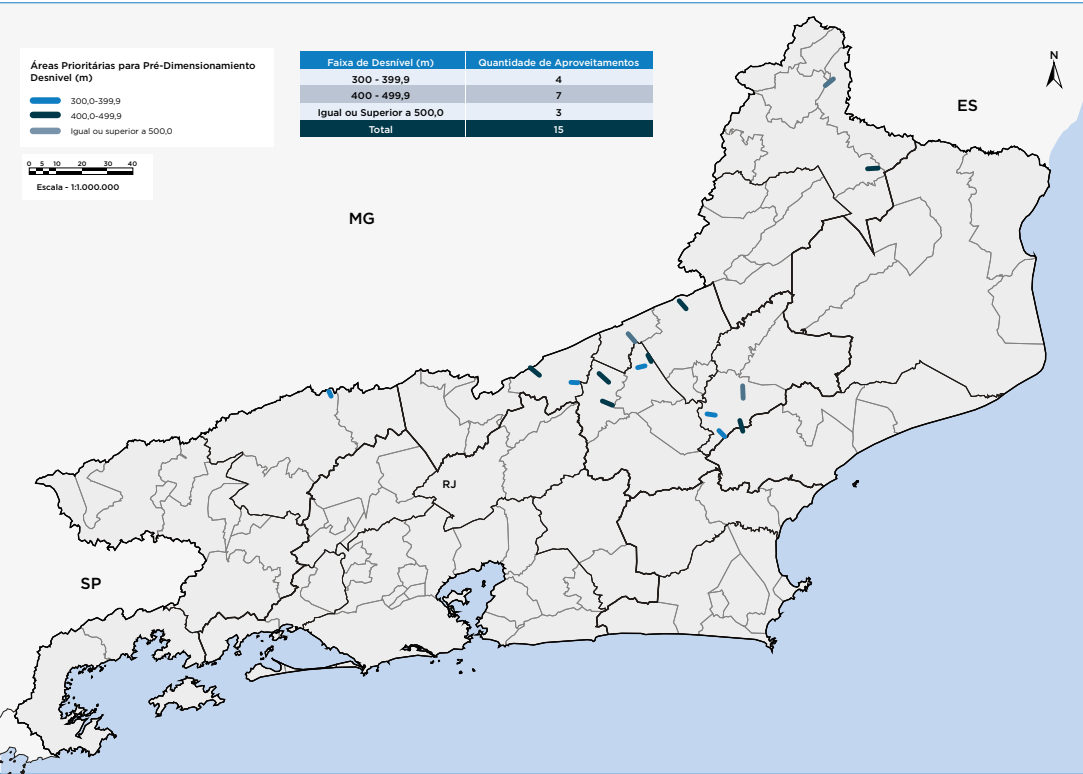
Los efectos ambientales de los proyectos de ciclo cerrado son generalmente menores (es decir, más localizados y de menor duración) que los de los proyectos de ciclo abierto debido a que están situados “fuera de la corriente”, lo que puede reducir al mínimo los impactos acuáticos y terrestres, y suelen tener una mayor flexibilidad de ubicación que los proyectos de ciclo abierto. (Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), 2020)

5.4.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles

Brasil tiene varios lugares adecuados para el FPS, especialmente en las regiones del sur y el sudeste, donde la topografía favorable y el amplio suministro de agua facilitan el despliegue. Otro punto positivo es la proximidad a los principales centros de consumo, lo que debería disminuir las pérdidas de transmisión de energía. (Cantane, Reginatto, Ledesma, & Ando Junior, 2018).

EPE en un estudio identifico 15 posibles ubicaciones para centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en el estado de Río de Janeiro, con un total de 21.109 MW. El estudio fue realizado para encontrar lugares con condiciones topográficas favorables para apoyar los planes de expansión de la capacidad eléctrica del país, así como apoyar con la definición de regulaciones necesarias para poder llevar a cabo proyectos de este tipo debido a que, hasta ahora, Brasil no tiene un marco regulatorio para este tipo de instalaciones hidroeléctricas. (EPE, 2019)

Figura 5-8: 15 posibles centrales reversible en Río de Janeiro (EPE, 2019)

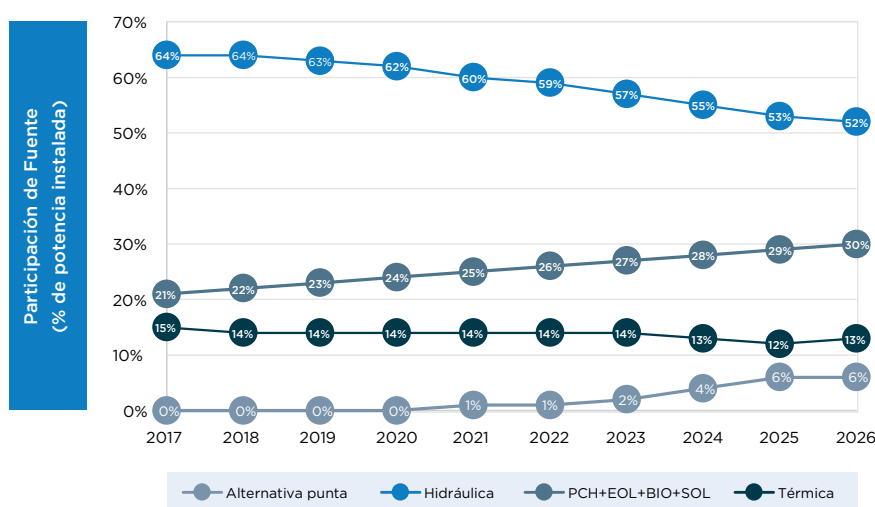


EPE indico que dichas centrales podrían ayudar a compensar las variaciones de carga de energía en el sistema, que crecerán a medida que aumente la proporción de renovables intermitentes en la matriz energética. El plan decenal de expansión de la energía de la compañía incluye estimaciones que hacen que Brasil necesite 13.200 MW de capacidad complementaria para 2027 para compensar la intermitencia de otras fuentes. (EPE, 2019)

El suministro de energía de Brasil tiene una alta proporción de energías renovables: Más de la mitad de la electricidad generada proviene de la energía hidroeléctrica, y otro 15% proviene de otras fuentes de energía renovable. Sin embargo, el enfoque en la energía hidroeléctrica

plantea algunos desafíos. Las fluctuaciones en la disponibilidad de agua están aumentando, un problema acentuado por el cambio climático. Por estas razones, se da gran prioridad al desarrollo de las energías renovables y la eficiencia energética en el Brasil. Se estima que, para el año 2024, la capacidad instalada de energía eólica se habrá duplicado, mientras que la capacidad de energía solar se habrá multiplicado por siete. La expansión del suministro eléctrico con generación intermitente planteará problemas para la planificación y la reglamentación del sector de la energía, ya que la energía eólica y la solar dependen de las condiciones meteorológicas y fluctúan en consecuencia. (GIZ, 2016)

Figura 5-9: Proyecciones de Generación por tipo de Fuente 2017-2026 (Fuente: EPE,2017)



Algunos estudios indican que los parques eólicos funcionan mejor cuando se combinan con HPS, dada su complementariedad. Por lo tanto, se cree que ese arreglo es una buena solución para hacer frente a las variaciones repentinas de la energía eólica, contribuyendo al mismo tiempo a la capacidad de almacenamiento de energía del país. (Anagnostopoulos & Papantonis, 2012). Asimismo, Hunt y otros proponen la construcción de HPS estacionales para equilibrar las variaciones de la producción hidroeléctrica y aumentar la eficiencia total del almacenamiento de los sistemas hidroeléctricos en cascada (Hunt et al, 2016)

En Brasil algunas plantas solares se encuentran incrementando sus niveles de vertimiento (curtailment en inglés), es decir que no puede evacuar el 100% de su capacidad hacia la red. Esto se ha intensificado en la época de sequía y COVID. Si bien existen proyectos de transmisión que amplíen la capacidad de las líneas, este es un problema futuro que suele pasar cuando existe una mayor penetración al mercado de fuente renovable como solar y eólico. Entonces, una manera de liberar esto son las plantas reversibles cercanas a estas plantas solares y eólicas para poder así optimizar el uso de la red eléctrica.

5.4.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles

Tomando como referencia la situación actual del mercado brasileño, es claro que para que Brasil pueda fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles la regulación es un factor clave, asimismo la promoción de la investigación y difusión tecnológica. En tal sentido, y en base de lo identificado por algunos investigadores (Zuculin, 2014) se tendrían que priorizar, entre otros, los siguientes aspectos:

- Identificar el Potencial de HPS y un portafolio de proyectos que permita generar el interés de los inversionistas por esta tecnología.
- Extensión de los estudios metodológicos para la determinación de HPS a nivel país.
- Extender la difusión de la tecnología en las entidades de planeamiento, tomando en cuenta el perfil hidroeléctrico de Brasil.
- Fomentar un mercado de energía o de servicios auxiliares o complementarios, que podría ser una referencia;
- Pequeña diferenciación, cuando exista, de los precios a corto plazo entre cargas pesadas, medianas o ligeras y
- Promoción de empresas verticalmente integradas, en las que se compensaría financieramente la inversión en HPS, por sus beneficios no sólo en el componente de generación, sino en los demás segmentos de transmisión y distribución
- Establecer modelos de negocio y modos de interacción con la liquidación (ajustes) de la energía almacenada.
- Flexibilizar la generación a fin de mantener la fiabilidad del sistema y evitar los períodos de energía no utilizada.



5.5 Chile

5.5.1 Barreras económicas y de mercado

Actualmente en Chile, con en el decreto 125⁴², se incorporó la definición de sistemas de almacenamiento y particularmente la definición del Central Hidráulica de Bombeo como “Central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior generación de electricidad, y que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual período”. Además, se define la participación de los sistemas de almacenamiento interconectados en el sistema eléctrico, los cuales podrán destinarse a la prestación de servicios complementarios, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.

Por otra parte, los sistemas con Almacenamiento por Bombeo que se interconecten al sistema eléctrico estarán sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador (Artículo 72°-2, LGSE⁴³). Esto implica que la operación estaría a disposición del Coordinador, con el fin de maximizar el beneficio del sistema, y no necesariamente de la central. Como antecedentes económicos y de mercado se podrían resumir en las siguientes:

- **Mercado de Energía:** Al estar la central bajo la coordinación del Coordinador, el arbitraje podría no ser rentable, pues se despacharía cuando se requiera en el sistema y

42. Ministerio de Energía, Aprueba Reglamento De La Coordinación Y Operación Del Sistema Eléctrico Nacional, 2017, Chile.

43. Ley General de Servicios Eléctricos, Chile.

no necesariamente cuando la diferencia de costos marginales sea máxima. De hecho, el Coordinador puede instruir el cambio del modo de operación de una Central con Almacenamiento por Bombeo en virtud del cumplimiento de la obligación de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.

- **Mercado de Capacidad:** En este mercado no se prohíbe la participación de los sistemas de almacenamiento en el mercado de potencia, y en diciembre del año 2019, en el decreto 128⁴⁴, se determina el procedimiento para determinar el pago por potencia de suficiencia para una central reversible de bombeo. Algunos de los problemas actuales de la metodología, son el no definir un requerimiento explícito para el nivel de riesgo en el sistema y no considerar criterios probabilísticos en la estimación del riesgo, además de asignar los pagos a quienes generan en las horas de mayor demanda, pero no las de mayor riesgo.
- **Mercado de Servicios Complementarios:** Este tipo de centrales están habilitadas para prestar este mercado. En Chile, desde el año 2020, se introdujo un sistema de subastas por SSCC, el cual permite que los Coordinados hagan sus ofertas de SSCC, el día N-1, siendo N el día de operación. Este mercado de subastas ha pasado por una serie de problemáticas al no obtener la competencia necesaria, por lo cual ha sido suspendida y modificada por el Coordinador a finales de este año, para principalmente entregar mayor competencia en este mercado. A pesar de lo anterior, algunos desarrolladores ven insuficiente este mercado, pues no entrega garantías de largo plazo, que permitan apalancar mejor un proyecto hidráulico de bombeo.

Transmisión y SSCC de prestación directa⁴⁵: La operación de las centrales HPS, pueden formar parte de la transmisión a través de los planes de expansión que define el Coordinador en conjunto con la CNE, o como resultado de licitaciones de Servicios Complementarios o de una instrucción de prestación directa del Coordinador, que involucre nueva infraestructura, en la proporción adjudicada que corresponda, será centralizada y determinada por el Coordinador en función del cumplimiento de la minimización del costo total de abastecimiento, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico, considerando las exigencias y condiciones de operación establecidas en la normativa vigente. Es decir, no participarían en el balance de inyecciones y retiros y, por lo tanto, no habría doble pago.

5.5.2 Apetito de riesgo de los inversionistas

En Chile ya hay algunos inversionistas interesados en desarrollar este tipo de tecnología. Muchos ven en este tipo de centrales una gran oportunidad para afrontar los nuevos desafíos energéticos que impondrá la alta penetración de energías renovables variables en el sistema eléctrico chileno, sumado a las políticas ambiciosas que ha asumido Chile, en vías de ser un país carbono neutral.

El caso más particular y conocido es el del proyecto Espejo de Tarapacá, de la empresa Valhalla el cual se podría decir que está en etapa más avanzada en centrales del tipo HPS, pues ya cuenta con un Estudio de Impacto Ambiental aprobado a diferencia de otros proyectos. El Proyecto Espejo de Tarapacá es un proyecto de generación de energía que consiste en una central hidráulica reversible de bombeo/generación ("Pumped Storage Power Station"), ubicada en el sector costero de Caleta San Marcos, a unos 100 kilómetros al sur de la ciudad de

44. Ministerio de Energía, Aprueba Reglamento Para Centrales De Bombeo Sin Variabilidad Hidrológica, 2019, Chile.

45. Reglamento de la Coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (2017)

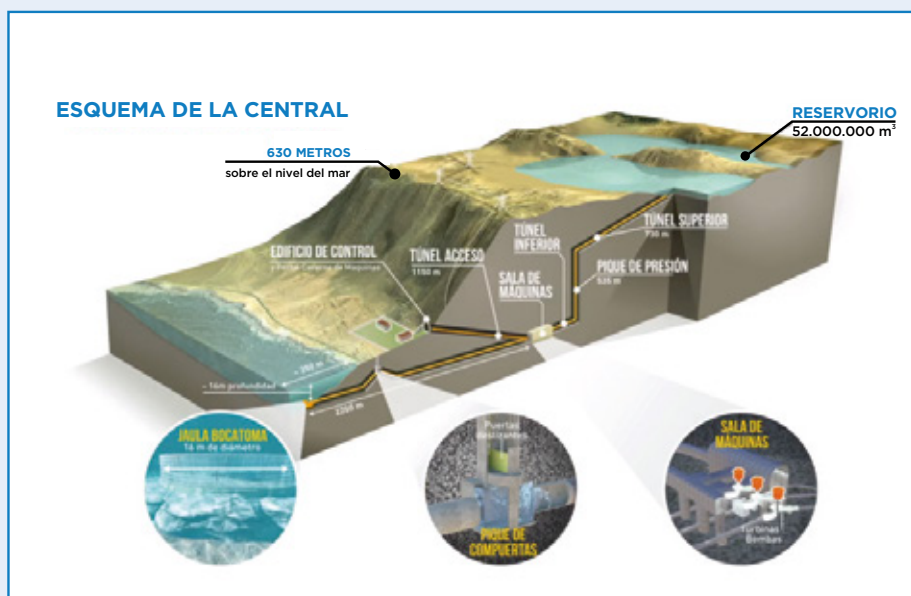
Iquique, y su Sistema de Transmisión para conectarse a la SS/EE Lagunas del SEN. La central se localiza en la comuna de Iquique, y el sistema de transmisión se extiende en las comunas de Iquique y Pozo Almonte, Región de Tarapacá.

El principio general de operación de la Central considera bombear agua de mar durante el día, utilizando para ello la energía proveniente de centrales solares ubicadas en la vecindad de la Red Nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), almacenarla en un reservorio a mayor altura, para luego, durante la noche, generar hidroelectricidad al devolver el agua al mar. De este modo, se logra una producción que combina la energía solar durante el día con la energía hidráulica durante la noche, garantizando una producción constante que permite satisfacer adecuadamente la demanda de energía de terceros.

Para lograr lo anterior, se contempla la instalación de tres turbinas del tipo Francis reversibles, alojadas en una caverna de máquinas, las que, operando con energía solar, elevarán el agua de mar hasta una depresión natural ubicada en la meseta superior adedaña, y durante la noche, operando en modo de turbinas, utilizarán el agua acumulada en la meseta superior para generar energía devolviéndola posteriormente al mar. Tanto el sistema de captación de agua de mar como las conducciones serán subterráneos y bidireccionales, es decir, la dirección del flujo de agua dependerá si ésta es bombeada o turbinada. Se utilizarán para ello los mismos túneles y equipo, no requiriéndose obras distintas para cada modo de operación.

Se estima una potencia instalada de bombeo de 300 MW y una potencia instalada de generación de hasta 300 MW, cada turbina reversible tendrá una potencia de 100 MW (Monsalve, 2016). En el esquema de bombeo, la Central consumirá 2,28 GWh/día, promedio anual, bombeando en promedio un caudal de 45 m³/s por 8 horas, y en esquema de generación producirá 1,75 GWh/día, promedio anual, descargando un caudal promedio de 28 m³/s. La energía se inyectará al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), en la Subestación Lagunas, mediante una línea de transmisión eléctrica de alta tensión de 65 km de longitud.

Figura 5-10:Esquema de central hidroeléctrica de bombeo Espejo de Tarapacá
(<http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>)



- 300 MW de capacidad instalada.
- Toma y descarga submarina.
- Sala de máquinas subterránea.
- 3 Turbinas tipo Francis reversibles de 100 MW cada una para generar y bombear.
- Toma de agua marina desde el océano con túnel subterráneo a 340 m bajo el nivel del mar con una bocatoma a 16 metros de profundidad.
- Aprox. 5km. De túneles de acceso y otros.
- Membrana bituminosa para el reservorio (375 ha)
- Edificio de control y oficina en el exterior.

5.5.3 Resultados de entrevistas técnicas

Se realizaron tres entrevistas por videoconferencia a dos desarrolladores y a la entidad reguladora del país. Para obtener un panorama general de las centrales reversibles en Chile, se plantearon diversas preguntas mediante cuestionario según la sección 2.1, a continuación, se resumen las respuestas:

Sección 1: Sobre el recurso y el potencial de la tecnología

- Existen algunos desarrolladores de proyectos interesados en este tipo de proyectos, entendiendo que se trata de una tecnología madura y que ya ha sido implementada en varias partes del mundo, con buenos resultados técnico-económicos.
- De todas maneras, las HPS tienen un gran potencial, pues está comprobado que este tipo de tecnologías pueden abordar varias problemáticas de las nuevas energías variables, además de aportar servicios complementarios al sistema que puedan preservar la seguridad del sistema eléctrico ante la demanda variable de energía eléctrica durante el día. Ante la eventual descarbonización que se prevé en Chile, se necesitará tener centrales que permitan reemplazarlas y funcionar como base de generación. Lo ideal sería que el almacenamiento fuera directo, pues se alcanzarían mayores eficiencias, pero actualmente no hay medios para almacenar grandes cantidades de energía a través de baterías u otros dispositivos eléctricos o químicos, por lo que este tipo de centrales aporta muchísimo en ese sentido.
- Se han hecho varias mesas de trabajo por parte de la CNE y los actores, para poder llegar a la regulación que se tiene hoy en día para el almacenamiento y en particular para centrales de bombeo en el reglamento N.º 125 del Ministerio de Energía. Por lo que es algo que se está constantemente estudiando y que se prevé para el sistema eléctrico nacional.
- Chile cuenta con un mercado que no es discriminatorio, por lo cual no hay tecnologías priorizadas. Al tener Chile un gran potencial solar se ha previsto en los estudios mayor participación de centrales solares CSP, luego baterías y en tercer lugar centrales hidroeléctricas de bombeo. Sin embargo, a la hora de participar en el mercado, no hay discriminación más que por oferta de precios.
- Chile es un país que cuenta con gran potencial solar en el norte, y eólico en la zona centro-sur del país. Por lo cual el potencial crecimiento de estas tecnologías (eólico y solar) es enorme debido a los cada vez más bajos costos de desarrollo de estas tecnologías. Hay una serie de estudios de impacto eléctrico, tanto del sector público como privado, que permiten conocer el potencial crecimiento de estas tecnologías.

Sección 2: Sobre proyectos HPS (actores, implementación, barreras y oportunidades)

- Se han hecho estudios tanto por empresas consultoras, como por parte de empresas generadoras sobre este tipo de tecnología y desarrollo de HPS. La iniciativa más importante hasta el momento es el proyecto mencionado anteriormente, Espejo de Tarapacá, este es el único proyecto que ha llegado al nivel de regulación ambiental. Existen otros proyectos en desarrollo, pero nada con tal nivel de formalidad. En cuanto al resultado de la tramitación ambiental fue positivo y no se tuvieron mayores problemas.
- Las iniciativas son privadas, pero el mercado está muy regulado, con señales y precios que fija el regulador. Por lo tanto, tiene este una gran responsabilidad en alcanzar el

óptimo social. Se debe empezar a aplicar la ley como se le mandata (referenciando al CEN), para realizar los cambios tecnológicos necesarios para el bien común, dentro de lo que está el desarrollo de centrales de bombeo para contribuir con las futuras necesidades de almacenamiento del país.

- Una de las principales barreras que ven los desarrolladores es que actualmente no se remunera con visión de largo plazo por servicios imprescindibles dada la masividad creciente de renovables, como lo son las rampas de subida y bajada, black-start, control de frecuencia, etc. Esto tiene como consecuencia una competencia que los desarrolladores ven como en una cancha dispereja. La gran mayoría de las licitaciones de bloque 24/7 las ganan centrales solares y eólicas, pero no existe remuneración para suplir todos los problemas que generan estas.
- Hay una oportunidad de desarrollo, todo el mundo sabe que este tipo de tecnologías serán necesarias, sin embargo se requieren ciertas claridades regulatorias. Muchas veces se necesitan contratos largos para movilizar el financiamiento, pero esto no está claro aún, se necesita que el mercado exista, y que existan estos contratos que permitan movilizar el capital.
- En el caso de que proyectos HPS sean adjudicados mediante las licitaciones de suministro para clientes regulados aún existe la incerteza que causa la migración masiva de clientes regulados genera un peso que debe ser considerado igualmente, pues los contratos no son de tipo take or pay, sino solo de tipo de energía suministrada, y si la demanda baja, lógicamente los ingresos a un generador también.
- Social y ambientalmente no existen muchas barreras para proyectos de almacenamiento HPS, por ahora no existen señales de que vayan a existir problemas con la regulación ambiental para estos proyectos, debido a que tiene ventajas importantes en el sistema, sin contaminar. Algunos proyectos también estudian desalar el agua antes de que entre en la central HPS, por lo cual se podría dar un mercado de venta de agua, que podría ayudar al centro-norte del país, que actualmente pasa por una crisis hídrica.

Sección 3: Sobre el mercado y regulación del sector eléctrico

- En cuanto a los niveles de inversión, es difícil de determinar, porque depende de las señales de mercado, de la hora que provea suministro, etc. Hoy en día un estimativo es de 35 USD/MWh, pero es un precio de caratula (lo que le cuesta...), no se consideran los costos que genera por rampas, control de frecuencia, etc. Todas las externalidades deberían estar incorporadas en el precio, y sin duda es un desafío regulatorio que se tiene en Chile, que podría ser el rediseño del mercado actual, que considere variables más costo-reflectivas de la energía, capacidad, servicios complementarios y servicios de flexibilidad en el sistema.
- Según los desarrolladores, actualmente no es claro que las señales de precio en el mercado de la energía y potencia sean suficientes para materializar el desarrollo del almacenamiento como tampoco para lograr mayor flexibilidad del sistema eléctrico en el largo plazo.
- Referente a la tendencia de los precios a largo plazo, esto lógicamente depende de muchos factores, pero se ven precios que van a la baja pues se avanza en un portafolio de proyectos más eficientes, sin embargo, con las políticas de descarbonización acelerada que están siendo discutidas actualmente, se prevé un alza de costos marginales importante según estudios de la CNE y el Coordinador. Otro factor importante es que

cada vez existe una diferencia más importante entre los costos valle y punta debido a la alta penetración renovable.

- Las políticas de largo plazo y La estrategia de flexibilidad actual del Ministerio de energía apuntan a eso. La estrategia de flexibilidad apunta a disponer señales de mercado y procesos, que permitan el desarrollo de la flexibilidad requerida del sistema eléctrico nacional, para que este se desarrolle de forma segura, eficiente y sostenible. Como medidas se dividen en tres ejes principales, con sus respectivas medidas:
 1. Diseño de un mercado para el desarrollo de un sistema flexible:
 2. Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles
 3. Operación flexible del sistema
- En cuanto a la competitividad de los servicios complementarios, se mencionó que el mercado de subastas fue suspendido en septiembre de 2020 por falta de competencia. No se estaban cumpliendo objetivos pues había prácticamente dos empresas que estaban abarcando este mercado y las ofertas se estaban acercando a los precios máximos que presentaba el Coordinador.
- Actualmente se ha modificado este sistema de subastas de manera de ver más competencia en este mercado, sin embargo, para los desarrolladores de proyectos HPS consideran que este mercado no es suficiente, que se debiera tener contratos de largo plazo, tal como se dan en otros mercados de otros países.
- Como mecanismo de incentivo, para tecnologías renovables se hizo la ley 20698 o “Ley 2025” que esperaba tener el 20% de energía renovable generada al año 2025, pero el mercado le ganó a este empuje y solo por los costos actuales de las tecnologías renovables el mercado renovable fue más rápido que esta ley y al año 2020 ya se ha superado esta meta.

5.5.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución

En el sector eléctrico de Chile se tiene una capacidad de generación con diversas tecnologías que alcanzan una capacidad neta de 24,9 TW, que pertenecen a 434 propietarios que operan como empresas de generación que provienen de grupos corporativos privados y estatales de diversas partes del mundo, caracterizando un oligopolio en esta parte del mercado. En la Tabla 5-13 se muestra el resumen de las principales empresas de generación

Tabla 5-13: Empresas de generación eléctrica en Chile al 2019

Empresa	Capacidad de Central Eléctrica Convencional MW	Central ENRC MW	Capacidad de Generación Total MW	Participación %
ENEL GENERACIÓN	5112	116	5228	20.9
COLBUN	3096	36	3131	12.5
ENGIE	1685	19	1705	6.8
AES GENER	871	126	997	4
GENERADORAS METROPOLITANAS	739		739	3
GUACOLDA	702		702	2.8
PEHUENCHE	700		700	2.8
TAMAYAKA ENERGÍA	522		522	2.1
ANGAMOS	502		502	2
COCHRANE	490		490	2
PARQUE EÓLICO TALTAL	92	265	357	1.4
ENLASA	283		283	1.1
PARQUE EÓLICO RENAICO		269	269	1.1
LOS GUINDOS	268		268	1.1
ESPINOS S.A.	248	11	259	1
Otros (419 centrales)	3288	5535	8824	3.53
Total	18,598	6,377	24,976	100%

Fuente: Energía abierta – CNE Chile. Año 2020

Como se observa el 74% de la oferta de generación es con tecnología convencional, hidroeléctricas y térmicas, en tanto que las ENRC tienen una participación importante de 26% en términos de capacidad neta. Dichas centrales de ENRC tienen como tecnologías a las solares, eólicas, mini hidroeléctricas, cuyas capacidades de generación representan una participación de 12,9%, 8,5% y 2,1%.

En cuanto a las empresas de transmisión que se encuentran operando en el sistema chileno, con los sistemas integrados del Centro y del Norte Grande son los siguientes.

Tabla 5-14 Empresas de Transmisión - Chile

Empresas de Transmisión
Transelec S.A.
Compañía Transmisora del Norte Chico S.A. (CTNC S.A.)
Transchile Charrúa Transmisión S.A. (Transchile S.A.)
Transnet S.A.
Sistema de Transmisión del Sur S.A. (STS)
Transmisora Eléctrica de Quillota (Transquillota Ltda.)
Empresa de Transmisión Eléctrica Transemel S.A. (Transemel)
ELECNOR

(Fuente: Energía abierta – CNE Chile)

5.5.5 Aceptación social

A pesar de que la tramitación ambiental puede ser relativamente sencilla, tal como fue aprobada con el proyecto Espejo de Tarapacá, hoy en día es algo incierta la aprobación social de este tipo de proyectos.

Un caso similar ocurrió con el proyecto Alto Maipo, que, a pesar de tener su declaración de impacto ambiental aprobado, hoy en día se viraliza mucho en las redes sociales el impacto que tiene en el ecosistema en el cual se desarrolla el proyecto, y en general la gente presenta mucho rechazo a ese proyecto.

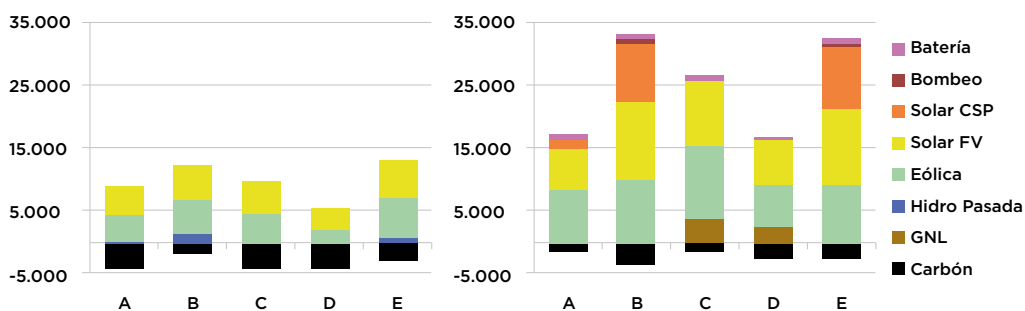
Lo que puede jugar a favor ante este tipo de proyectos es que podría beneficiar a la comunidad al desalar el agua (en algunos casos) y poder proveer está a ellos a un costo razonable.

Por otro lado, también hay otros proyectos interesados en el sur de convertir centrales hidroeléctricas existentes en reversibles una vez que se tengan mayores certezas e incentivos para desarrollar este tipo de proyectos.

5.5.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles

Según la PELP (política energética de largo plazo) emitida por el Ministerio de Energía, se espera que haya un aumento en el almacenamiento de energía a gran escala, pero no en el corto plazo. Además, donde se ha visualizado mayor aumento de capacidad de almacenamiento en el futuro es en las tecnologías de sistemas de baterías y solares del tipo CSP. Esto se aprecia en la Figura 5-11.

Figura 5-11: Entre el 2019-2030 (izquierda) y entre el 2031-2050 (derecha), en MW



Escenarios dependientes de disposición social a proyectos, demanda, costos de almacenamiento, externalidades ambientales, costos de inversión en tecnologías renovables y precio de combustibles fósiles respectivamente (Ministerio de Energía, 2019)

Por otro lado, existen diversas oportunidades de desarrollo, es cierto que este tipo de tecnología será necesaria en el mediano plazo, así como también otras formas de almacenamiento. En el mundo se tienen grandes desafíos al abordar la creciente instalación de energía solar y eólica, y Chile no es la excepción.

Las oportunidades que se visualizan en Chile para este tipo de centrales son variadas y se pueden resumir en los siguientes puntos que se presentan a continuación:

- Chile presenta farallones costeros y cordilleranos que proveen diferencias de cota necesarios para la generación hidroeléctrica.
- Las depresiones entre cerros que se aprecian en la cordillera de la costa o cordillera de los andes permiten crear reservorios apropiados para este tipo de tecnología.
- La cercanía al mar en la zona norte permite disponer del recurso hídrico para la toma y descarga, pudiendo incluso entrar en negocios de desalinización.
- Una estrategia de flexibilidad que permitan dar señales de precio correctas podría incentivar este tipo de proyectos.
- La primera construcción de un proyecto de este tipo en Chile daría pie para que otros desarrolladores vieran con buenos ojos invertir en este tipo de tecnología, tal como sucedió con la tecnología solar CSP, donde el proyecto CSP dio pie para que otros inversionistas, y la sociedad en general, se dieran cuenta de las externalidades positivas de estos proyectos.
- En el regulador y operador de la red se está constantemente estudiando integrar y regular de forma eficiente tecnologías de almacenamiento, donde también se incluye centrales hidroeléctricas reversibles.

5.5.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles

A partir del análisis previo de la posibilidad de ingreso de la HPS en el sistema chileno y como fue mencionado anteriormente, en Chile se tiene una estrategia de flexibilidad que apunta a disponer señales de mercado y procesos, que permitan el desarrollo de la flexibilidad requerida del sistema eléctrico nacional, para que este se desarrolle de forma segura, eficiente y sostenible.

Esto podría fomentar en el futuro este tipo de centrales, junto con los otros tipos de almacenamiento. Entre las principales medidas que el Ministerio de energía ha diseñado, se dividen estas en tres ejes principales (Palma & Torres, 2020):

1.- Diseño de un mercado para el desarrollo de un sistema flexible:

- a) Perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia
- b) Establecer señales de mercado de largo plazo que incentiven la inversión en tecnologías que aporten flexibilidad
- c) Contar con la inercia y nivel de cortocircuito suficientes en el sistema eléctrico a futuro
- d) Monitorear y evaluar el mercado de SSSC.

2.- Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles

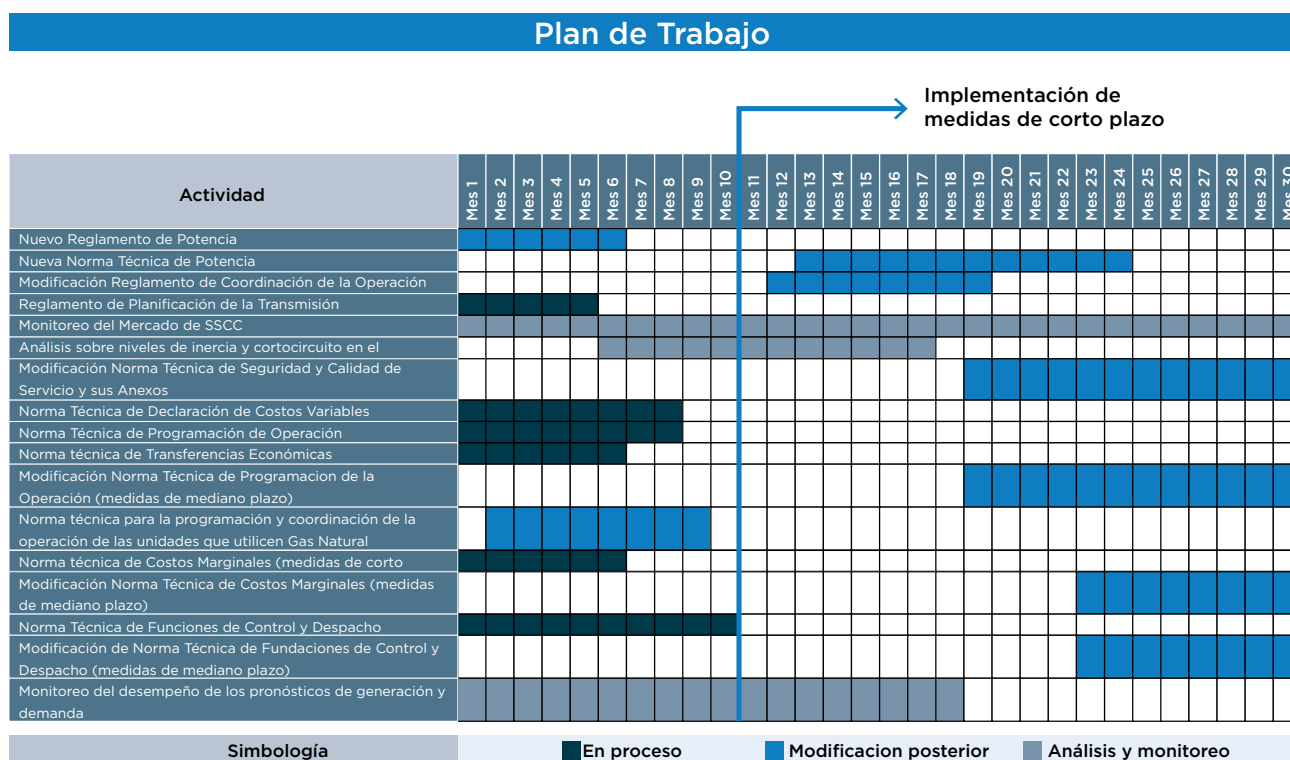
- Reconocer el aporte del almacenamiento en las instalaciones a la suficiencia del sistema
- Mejorar los procedimientos de programación de inyecciones y retiros de energía de los sistemas de almacenamiento
- Perfeccionar el tratamiento de sistemas de almacenamiento en la planificación de la transmisión y su participación en mercados competitivos
- Permitir la incorporación de proyectos piloto

3.- Operación flexible del sistema

- Perfeccionar la señal del costo marginal de energía
- Perfeccionar el proceso de programación de la operación
- Perfeccionar la operación en tiempo real
- Tratamiento de desvíos de generación y demanda

A partir de lo anterior los plazos del plan de trabajo que tiene el Ministerio de Energía se ilustran en la Figura 5-12:

Figura 5-12.: Plan de trabajo de estrategia de flexibilidad del Ministerio de Energía de Chile⁴⁶



46. Estrategia de Flexibilidad, Ministeriode Energía, presentación de septiembre 2020 (https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/2020_presentacion_estrategia_de_flexibilidad.pdf)

Como se puede observar, hasta lo aquí expuesto, Chile es uno de los países con más avance en la evaluación, introducción y reglamentación de los sistemas de almacenamiento, contando para ello con una hoja de ruta y plazos para alcanzarlo, de modo que se puede concluir que este mercado es el referente de lo que sucederá en la experiencia latinoamericana, en términos de completar proyectos y de implementar los servicios complementarios.



5.6 Argentina

5.6.1 La central hidroeléctrica reversible Río Grande

Como principal antecedente de las centrales hidroeléctricas reversibles en Latinoamérica, se tiene a la Central Hidroeléctrica Reversible Río Grande, ubicada en la sierra cordobesa en Argentina. Este complejo es la mayor central de generación reversible de América del Sur. Tiene una capacidad para generar 970 GWh por año, que permite satisfacer una demanda en permanente crecimiento y cada vez más exigente en términos de calidad del servicio, tal y como se muestra en la Tabla 5-15 (EPEC, 2016).

Tabla 5-15: Datos generales de la HPS Río Grande⁴⁷

Datos generales	Dimensiones
Tapada de roca	180 m ³
Volumen de excavación	110,000 m ³
Potencia instalada*	750 MW
Caudal máximo de turbinado	500 m ³ /s
Caudal máximo de bombeo	330 m ³ /s
Salto nominal	180 m
Generación media	980 GWh/año
Energía demandada de bombeo	1.180 GWh/año
Capacidad de izaje de puentes grúa (en tándem)	380 Tn
Capacidad de izaje de ganchos auxiliares	40 Tn
* 4 grupos turbina -bomba x 187.5 MW	

Este ambicioso proyecto comenzó a tomar forma en 1970, cuando la entonces Sociedad del Estado, Agua y Energía Eléctrica, realizó estudios básicos durante 4 años y su construcción a lo largo de 12 años. La obra fue inaugurada el 14 de febrero de 1986. En el 2001 fue transferida a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba. Después de un año, y luego de reparar uno de sus transformadores, se puso nuevamente en marcha, triplicando así la capacidad de generación de la provincia.

El Complejo se conforma por dos embalses: Cerro Pelado y Arroyo Corto, con distancia de 12km y desnivel de 185m entre sí. Se encuentran comunicados por el camino de acceso y por el túnel de restitución (de forma subterránea). Luego, cuenta con tres vertederos y su equipamiento consiste en cuatro turbo-grupos tipo Francis de 250 rpm de funcionamiento mixto, con tres modos diferentes. El primero es el Modo Generación, el segundo es el Modo Bombeo (demanda de 187.5MW por máquina) y el Modo Compensador (aporta potencia y reactiva al sistema, máximo 126MVar por máquina).

47. Adaptado de: EPEC. (2016). El Complejo Río Grande. Córdoba: Relaciones Publicas EPEC.

En cuanto al mantenimiento, dentro de la central se debe mover el rotor del generador de 360Tn, por lo que existen dos puentes grúas de 190Tn cada uno vinculados por una viga. Para las turbinas, se deben aislarlas hidráulicamente por lo que se cuentan con compuertas de ataguías de difusores.

5.6.2 Barreras económicas y de mercado

En Argentina, los proyectos de Energías Renovables requieren de mayor capital que otros proyectos convencionales, a excepción de la energía solar que ya cuenta con costos de capital más bajo. Esto indica que se requiere un financiamiento adicional con esquemas más adecuados. Algunos mecanismos que pueden ayudar a mejorar la factibilidad económica de dichos proyectos, sobre todo aquellos considerados de mayor escala, requieren adoptar un esquema de manejo de riesgos y garantías.

De acuerdo con el documento de Oportunidades de inversión de Energía en Argentina (2019), la Secretaría de Gobierno de Energía ha planteado una perspectiva energética hacia el 2030, en la cual plantea los objetivos de asegurar el acceso a energía asequible y sostenible, diversificar la matriz energética, promover el desarrollo de infraestructura e impulsar el acceso a mercados internacionales. En el pasado, del 2002 al 2015, fue un periodo de mucha intervención y de mal manejo del mercado y el marco regulatorio ya que los mercados mayoristas fueron intervenidos, se congelaron las tarifas de servicio público, la inversión privada se contrajo, se dispararon los subsidios energéticos, la balanza comercial energética se tornó deficitaria y la calidad de servicios de transmisión y distribución se vio sumamente afectada. Sin embargo, la política energética a partir de diciembre de 2015 ha estado tomando un camino de normalización, transición y desarrollo. Entre los principales puntos se destacan la reforma regulatoria y de mercados, fin de la intervención en los entes reguladores del gas y electricidad, transición de precios regulados a precios de mercado, revisión tarifaria integral en la transmisión y distribución, reanudación de exportaciones de gas natural y crecimiento de margen de reserva pico de demanda eléctrica entre 2016 a 2018 (de 1.5% a 10.3%).

En la reunión donde se discutió la transición energética al 2050, se centró en el rol del gas natural y las energías renovables. Hubo dos posturas muy claras, la primera plantea el aprovechamiento del gas natural que tiene el país, de modo que se desarrollen a gran escala para producir costos competitivos a nivel mundial y mientras los costos de las energías renovables van disminuyendo a través de los años, la producción de electricidad a partir del gas sería utilizado en el ámbito industrial. La segunda postura sostiene que es de interés mundial la reducción de gases de efecto invernadero, el uso del gas será de mucho menor demanda en el futuro y los activos que fueron subsidiados por el Estado no podrán ser amortizados. Esta limitación de presupuesto ocurre porque se toma el precio del mercado como única variable y está enfocado en un corto plazo (Rural & Arias, 2020).

Existe mucho interés en la industrialización del gas y electrificación profunda dentro de los escenarios energéticos. A pesar de ello, también se proyecta una tendencia a desarrollar el Plan de acción Nacional de Energía y Cambio Climático, donde se tiene como objetivos el abastecimiento de energía limpia, la eficiencia energética y reducción de gases de efecto invernadero. Así que dentro del plan de acción se toman medidas de mitigación en cuanto a la energía renovable y la generación a gran escala. En otras palabras, se plantea un monitoreo, revisión continua y financiamiento para proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectados a la red, hidroeléctricas, centrales térmicas, etc.

5.6.3 Apetito de riesgo de los inversionistas

A partir del 2018 se marcó un punto de inflexión con respecto a la generación de energía eléctrica. De un lado, se cuenta con gran disponibilidad de gas natural, aunque con una disminución de su demanda (16.4MMm³/día en 2016 a 5.4MMm³/día en 2018). Mientras que los proyectos de energías renovables en el marco del programa RenovAr impulsó a que la generación eléctrica a partir de estas fuentes se duplique entre el 2018 al 2019.

De acuerdo con la matriz energética del 2030, se han planteado oportunidades de inversión para la generación de energía:

Renovables: Aproximadamente 5GW – USD 6,000 MM

Térmica: Aproximadamente 3GW – USD 3,000 MM

Hidroelectricidad: Aproximadamente 1.5GW – USD 3,000 MM

Asimismo, para el fuerte desarrollo de energía renovable se requiere construir líneas de transmisión eléctrica hacia los grandes centros de consumo. De acuerdo con la Secretaría de Gobierno de Energía, la expansión de líneas de alta tensión sería en 4,585km con una inversión de USD 4,600 MM. En marzo del 2019, la Resolución SGE 81/2019, se realizó un llamado de licitación nacional e internacional para la construcción de una nueva Línea de Transmisión de Alta Tensión de 500kV, luego hay 12 proyectos de corto plazo (2,125km) y 6 proyectos de mediano y largo plazo (1,970km).

5.6.4 Actores del mercado de generación, transmisión y distribución

En primer lugar, para la generación de energía se tiene un total de 91 empresas, las cuales el 75% pertenecen al sector privado y el resto a organismos gubernamentales y provinciales.

En segundo lugar, la transmisión está dada por STEEAT (Sistema de transmisión de alto voltaje) para la interconexión de alta tensión (500kV) y con STEEDT (Sistema de distribución regional) para conexiones de media y baja tensión (132, 300kV).

En tercer lugar, la distribución se reparte en 76 empresas (entre privadas, nacionales y provinciales), organizadas de acuerdo con la geografía. Las más importantes son Edenor (Norte), Edesur (Sur) y Edelap (Empresa de Electricidad de Planta), que atienden a la mayor parte de la demanda (aproximadamente el 75% del mercado).

5.6.5 Aceptación social

La construcción de grandes proyectos hidroeléctricos produce una serie de consecuencias demográficas, ecológicas, sociales y culturales. Como ejemplo concreto, la relocalización de población urbana ha generado mucha incertidumbre y desaprobación de la gente en la ciudad de Federación durante la construcción de un represamiento por el impacto económico y social al estilo de vida que estaban acostumbrados.

Cuando se relocaliza un sector urbano, los otros componentes socio-urbanos de infraestructura y equipamiento deben mantener sus espacios dentro de la ciudad, sino se produce una desarticulación del espacio físico, la pérdida de la identidad barrial y la pérdida de la imagen clásica respecto de una ciudad. Por otra parte, ha habido quejas y reclamos por problemas de inundación de hectáreas de superficie de cultivos al haber cambios radicales en la morfología de la zona. En el centro de estos cambios está la hidroeléctrica Yacyretá, que

debió mitigar los efectos del anegamiento recomponiendo urbanísticamente, construyendo nuevos edificios y espacios públicos, rehabilitando amplios sectores urbanos y relocalizando a miles de familias en nuevos conjuntos habitacionales. Las consecuencias que se generaron por esta presa, tanto en el ecosistema urbano, así como en el aspecto sociocultural son muy conocidas en el contexto y experiencias en América del Sur (Brites & Catullo, 2016).

Estos esos factores confluyen para que los pobladores muestren una falta de interés por las actividades comunitarias y una clara limitación de las relaciones vecinales y en consecuencia, una ausencia de asociaciones representativas de las mismas. Si bien es cierto que estas actitudes se van superando a través de los años, existen organismos y ONG que protegen los derechos de los centros poblados al verse amenazados por implementarse proyectos que representan un avance para el desarrollo de la nación. Esto es, precisamente, lo que se debe comunicar y transmitir de forma empática y sencilla de modo que pueda ser comprendido por las personas que de alguna forma van a ver su realidad con muchos cambios en un periodo corto a mediano plazo. En ese sentido, se requiere hacer un excelente trabajo antropológico y social en las zonas de influencia cercanas al proyecto que se decida implementar una nueva central reversible, a pesar de que sean proyectos de menor envergadura (y por tanto menor impacto) que una C.H. convencional.

5.6.6 Oportunidades para la promoción de centrales hidroeléctricas reversibles

De acuerdo con el estudio de Derlich (2019), se han identificado lugares potenciales para la instalación de central hidroeléctrica reversible, entre ellos en la zona costera, donde se encuentra Comodoro Rivadavia y Caleta Olivia/Puerto Deseado (Santa Cruz). En la zona de lagos, se encuentran alternativas en Los Antiguos/Perito Moreno, así como la zona de Gobernador Gregores.

En la zona costera, las ciudades costeras son abastecidas por agua traída desde los lagos Muster y Colhue Huapi, los cuales sufren de gran escasez del recurso por diversos factores climáticos y por el alto consumo humano. En consecuencia, se quedan muchos días del año sin reservas de agua potable, sobre todo en el verano. Por ello, en estas ciudades se contempla la instalación de una planta desalinizadora, cuya ubicación deberá estar en las inmediaciones del sector, de modo que se capte el agua del mar, se realice el tratamiento y luego se bombee el agua por la noche hacia la reserva superior en la meseta.

En cuanto a la zona de lagos, los casos mencionados Cuentan con un acceso al agua potable y abundante. Los mismos lagos pueden ser empleados como la reserva inferior y en cuanto a la reserva superior se dispone en terrenos elevados a corta distancia.

Por otro lado, Enrique Covas, especialista en energías renovables (Covas, 2015), señala como importante aprovechar el potencial que existe al combinar las tecnologías de la energía eólica-hidroeléctrica, dado a sus múltiples ventajas. “Hay dos aspectos importantes para considerar la implementación de dicha combinación de tecnologías. En primer lugar, se dejaría de usar fuentes como las baterías, cuya desventaja se centra en el costo alto que muchas veces hace inviable a los proyectos de inversión. En segundo lugar, es una alternativa eficaz para combatir la intermitencia de los vientos. De acuerdo con el experto, Argentina tiene un recurso eólico superior a los 1000 GW y existe una energía disponible de 3 millones GWh/año”.

Es así, que la recomendación de Covas se orienta a que se aproveche la intermitencia de los vientos en Argentina para combinar dicha tecnología con los proyectos de centrales reversibles de modo que puedan ser económicamente factibles, en el marco regulatorio argentino que impulsa e incentiva el uso de energías renovables.

5.6.7 Lista de prioridades para fomentar las centrales hidroeléctricas reversibles

Estas son algunas propuestas de cambios en cuanto al marco regulatorio y normativa del país para fomentar el desarrollo de las centrales reversibles.

Cabe resaltar que la mayoría de las propuestas ayudan en cierta manera a que otras tecnologías de almacenamiento energético puedan verse beneficiadas si es que existe una planificación de ingreso al mercado argentino. Algunas de estas prioridades los ha dado el mismo MINEM (2016).

- Para desarrollar el potencial energético de las centrales reversibles será necesario ampliar el sistema argentino de interconexión eléctrica (SADI). Los proyectos deben considerar esta interconexión al sistema, si con ella no son viables, se debería considerar otra alternativa.
- Los precios de tarifa a los usuarios deben ser competitivos y estar dentro del rango accesible de las fuentes convencionales de energía. Al ser una propuesta sostenible, los impuestos como el IVA deben ser exonerados o cobrados a un porcentaje menor al 21% para que la inversión pueda ser más atractiva para las entidades interesadas.
- Incentivos en cuanto a descuentos de impuestos para este tipo de proyectos. De este modo se haga posible que los precios se vuelvan competitivos. Incentivos para la eficiencia energética que premie o impulse a que los nuevos proyectos consideren abastecer a través de fuentes renovables.
- El Estado Argentino, en favor de impulsar estos proyectos, puede subsidiar parte del monto inicial de la inversión o dar facilidades de pago cuando se realicen los préstamos bancarios. Por ejemplo, se puede dar prioridad de acceso a financiamiento vía FODER, así como aplicar los incentivos que indica la Ley 27.191, entre varios, la exención de aranceles, devolución anticipada del IVA, deducción de la carga financiera en el Impuesto de las Ganancias, etc. Todo esto luego de presentar una justificación adecuada y racional de la promoción del proyecto de centrales reversibles que impulse el desarrollo y uso de la energía renovable más que otras fuentes convencionales.
- Los proyectos de centrales reversibles deben ampliar su valor con servicios complementarios como el arranque en negro o la regulación del voltaje. Se mostró un ejemplo de lo sucedido con la central Rio Grande y su gran aporte a la nación cuando hubo un corte eléctrico generalizado el 2019.
- Pass-through obligatorio del costo de los contratos PPA a los usuarios finales y lo más importante que el generador reciba la remuneración adecuada.
- Fondo fiduciario específico del sector para promover garantías de pago de los PPA y otorgar financiamiento a los proyectos
- Importantes incentivos fiscales para los productores independientes de energía y para la cadena de valor de producción local .

48. Energías Renovables en Argentina. Nuevo Marco Regulatorio y Perspectivas 2016+. Ministerio de Energía y Minas – MINEM. (2016)



06

Conclusiones y Recomendaciones

06

Conclusiones y Recomendaciones

- El almacenamiento eficiente de energía es un pilar fundamental de la transición energética: permite flexibilizar la producción de energía renovable y garantizar su integración en el sistema. Para ello existen diferentes tecnologías, algunas en un sólido estado de madurez, otras que requieren todavía avanzar en aspectos tecnológicos, costos y competitividad. De esta gama de tecnologías, las HPS juegan un rol muy importante, ya que es una tecnología madura que por su despliegue actual predomina en el almacenamiento energético a nivel mundial.
- En cuanto a la evaluación de centrales hidroeléctricas reversibles se han identificado tecnologías HPS de velocidad variables, HPS que operan con agua salada, HPS subterráneo, de aire comprimido y submarinos, destacando que, con el aumento de las energías renovables, se requiere de almacenamiento de energía en gran escala y capacidad de regulación cumpliendo las HPS con esta función en los sistemas eléctricos.
- Por el lado de los servicios de las HPS dentro de los sistemas eléctricos se han identificado muchas ventajas para esta tecnología, entre las que destacan: la nivelación de picos, el balanceo de cargas, la regulación de frecuencia, reserva rotante, capacidad de arranque rápido, entre otros; todos ellos como parte de los Servicios Complementarios.

- Se han elegido y seleccionado seis países de Latinoamérica con potencial para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en América Latina y el Caribe como Argentina, Brasil, Colombia, Chile, Panamá y Perú; cuyos mercados representan una demanda total al 2019 de 950 TWh, con una predominancia de Brasil con el 63%, y una capacidad térmica no renovable de más de 50 TW que requerirá ser reemplazado.
- De la producción de electricidad indicada, el potencial de sustitución es de 250 TWh que actualmente se genera con térmicas no renovables, además se cuenta con 65 TWh de energías intermitentes que requieren flexibilidad, nichos que pueden ser cubiertos parcialmente con la tecnología HPS en combinación con fuentes como solar y eólica.
- Para evaluar el potencial de proyectos HPS, se revisaron características del sistema eléctrico y de las empresas de generación de los países, concluyendo que existe libertad de competencia en generación. El potencial de un país respecto a otro, lo define las características de su sistema: porcentaje de recursos renovables en su matriz, producción de energía a partir de combustibles fósiles, entre otros.
- Así de la revisión de los mercados y de los marcos regulatorios se ha identificado que los seis países evaluados tienen un potencial hidroeléctrico aún no aprovechado que podría ser utilizado para la incursión de los proyectos HPS, que permitirían atender el crecimiento de la demanda.
- En síntesis, se han identificado áreas de oportunidad para promover el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en la región mediante los siguientes criterios:
 - Reemplazo parcial, en combinación con ERV, de la generación térmica no renovable de 51 TW.
 - Soporte de flexibilidad para producción intermitente de 25 TW.
 - Crecimiento anual de demanda del orden de 50 TW.
- El potencial de rehabilitación de las centrales hidroeléctricas en la región es grande, considerando el volumen de centrales que requieren ser rehabilitadas en los siguientes años, lo que podría representar una oportunidad importante para la reconversión y/o implementación con equipamiento de bombeo y otras inversiones que permitan maximizar el almacenamiento. Las experiencias de conversiones de proyectos comparables en otros países pueden servir de referencia.
- Las HPS califican como proyectos de “almacenamiento”, con ventajas y restricciones en la operación de los mercados eléctricos; en una primera aproximación los expertos la caracterizan como: i) ser capaz de consumir electricidad, ii) ser capaz de acumular energía y iii) ser capaz de producir electricidad a partir de la energía acumulada. Bajo dicha definición y caracterización, se puede valorar o costear el almacenamiento vinculado con las capacidades indicadas.
- Otro de los aspectos revisados, relevante para los proyectos HPS, ha sido conocer la organización de los mercados y el marco regulatorio que da forma al sistema de precios.
 - En cuanto a organización, los mercados operan con señales indicativas y participación privada, en casos específicos, el estado promueve generación adicional. El despacho de energía es centralizado, opera bajo criterios de minimización del costo total del sistema equilibrando oferta y demanda, además de asegurar reserva suficiente que permite atender la demanda variable y creciente en el tiempo. El

despacho considera los costos variables de las centrales eléctricas y la eficiencia en el uso de recursos de generación (agua, viento, combustibles, entre otros).

- Por el lado del marco regulatorio, se identificaron los esquemas de formación de precios de electricidad, para conocer las condiciones y oportunidades de operación y de rentabilidad de los proyectos HPS. Se disponen de mercados mayoristas de generación de corto plazo y mercados de contrato de largo plazo, así como los clientes se clasifican en libres y regulados.
- De las reglas complementarias y los mecanismos de incentivos para las HPS, la experiencia internacional muestra que los proyectos HPS amplían su valor por los beneficios económicos y técnicos al poder brindar Servicios Complementarios como: seguimiento de carga, control de frecuencia, reserva en giro, regulación de voltaje, arranque en negro, entre otros.
 - En referencia al arbitraje, los costos marginales horarios, los diferenciales son del orden de 0,7, y 3,2 USD/MWh en el sistema brasileño, diferenciales entre 1 y 46 USD/MWh para el sistema chileno, entre 4 y 11 USD/MWh para el sistema de Panamá y entre 1 y 25 USD/MWh para el sistema argentino.
 - A partir de este análisis aleatorio de variación de costos marginales horarios se observan potenciales diferenciales que podrían ser aprovechados por las HPS en los mercados de Panamá, Chile, Argentina. En el caso de Colombia la variabilidad de los precios es un factor que depende de las ofertas de los agentes
- El estudio ha permitido identificar las barreras al desarrollo de los sistemas HPS, clasificadas por: i) la estructura regulatoria del sector eléctrico y ii) la operación del mercado eléctrico.
 - En lo regulatorio no está definido el agente que desarrollará los proyectos HPS, de modo que las opciones para los sistemas de almacenamiento lo realicen generadores, consumidores, o incluso como un activo de transporte o distribución, debiendo enmarcarse esta tecnología en la regulación actual;
 - La operación del sector eléctrico es conservador y adverso al riesgo, en tanto se aplicaron incentivos de subastas para otras tecnologías y la ausencia de proyectos en curso se dificulta el análisis económico, diseño y la explotación de estos sistemas, disuadiendo a posibles inversores debido a la baja rentabilidad de los proyectos HPS, especialmente si se tiene en cuenta la magnitud de las inversiones requeridas.
- Una de las medidas que podrían contribuir a mejorar la rentabilidad de los proyectos HPS es la remuneración de los servicios complementarios (muy poco contemplada en los países de la región). Las HPS pueden ofrecer estos servicios en forma eficiente y confiable por la magnitud de almacenamiento que pueden proveer comparado con otras tecnologías.
- La creciente instalación de generación intermitente en los sistemas eléctricos es una tendencia clara en muchos de los países de la región (especialmente con proyectos eólicos y solar fotovoltaico), constituyendo un escenario ideal para proponer e impulsar un mercado de servicios complementarios del cual se podrían beneficiar las HPS.
- En cuanto al ambiente regulatorio de los países en análisis se observa que tanto Chile como Colombia tienen en curso cambios en sus esquemas regulatorios para acoger la operación de tecnologías de almacenamiento, donde las HPS podrían tener un papel relevante en ese objetivo.

- Respecto al impacto de la integración como nuevas inversiones en sistemas de almacenamiento, las HPS pueden brindar servicios adecuándose a los segmentos del sector eléctrico, bajo modelos de negocio como: i) Complementariedad con la energía renovable no convencional intermitente como las CSFV, flexibilizando la subida y bajada; ii) Aprovechar diferenciales de costos marginales de electricidad, reemplazando una fracción de la capacidad térmica no renovable actual.
- De los países evaluados se destaca el diseño regulatorio de Chile para incorporar los sistemas de almacenamiento, habiendo llegado a definir los sistemas de almacenamiento para su interacción en el mercado, así como los criterios para habilitar las transacciones.
- Finalmente, se han identificado los cambios regulatorios relevantes para promover tecnologías de almacenamiento:
 - Alinear políticas de generación renovable intermitente con los sistemas de almacenamiento, como recurso complementario para mitigar los impactos de una alta penetración RER.
 - Fijar un esquema remunerativo que valore los beneficios del almacenamiento y cuantifique sus servicios asociados, definiendo una categoría para los sistemas de almacenamiento como agentes del sistema, identificando si es generación o consumo.
 - Definir Procedimientos para conexión de los sistemas de almacenamiento, para la operación, mantenimiento y evaluación de desempeño.
 - Adecuar los límites para los servicios complementarios, considerando que brindan servicios de regulación en tiempos reducidos, inferiores a los establecidos en la actualidad.
 - Incorporar a los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, teniendo en cuenta su capacidad, costes de inversión y el horizonte a largo plazo.



07



Bibliografía

Bibliografía

Anagnostopoulos, J. S., & Papantonis, D. E. (2012). Study of Pumped Storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece. *Energy* 45.1, 416-423.

Arantegui, R., Fitzgerald, N., & Leahy, P. (2012). Pumped-hydro energy storage: potential. JRC European Commission. Luxembourg.

ARUP. (20 de Noviembre de 2020). Five minute guide: Electricity Storage Technologies. Obtenido de www.arup.com.

Brasil. Ministério das Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. (2013). Plano Decenal de Expansão de Energia – 2022. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.

Brites, W., & Catullo, M. R. (2016). Represas y transformación socio-urbana. Un análisis comparativo de los proyectos hidroeléctricos de Salto Grande y Yacyretá. *Open Edition Journal*.

California ISO. (2016). California ISO. Obtenido de www.caiso.com: http://www.caiso.com/Documents/FlexibleResourcesHelpRenewables_FastFacts.pdf

Campo Pinzón, R. (2015). Estudio comparativo de modelos de mercado eléctrico, estructura institucional, métodos de regulación y estructuras tarifarias. Quito: OLADE.

Canales, F. (2015). Usinas hidrelétricas reversíveis. *Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental*, v. 19, n. 2, 1230-1249.

Cantane, D. A., Reginatto, R., Ledesma, J., & Ando Junior, O. H. (2018). Energy Storage Technologies Towards Brazilian Electrical System. *Energy Storage Technologies towards Brazilian Electrical System. Renewable Energy and Power Quality Journal*. 1, 380-386.

Caralis, G., Rados, K., & Zervos, A. (2010). On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14.8, 2221-2226.

Chacón, R., & Leiva, L. (2016). 1 INCORPORACIÓN DE PLANTAS MENORES DE GENERACIÓN AL MERCADO DE ENERGÍA COLOMBIANO Y NEGOCIACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA. Bogotá: UNIVERSIDAD EAFIT ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS.

Covas, E. (13 de Mayo de 2015). Combinar energía eólica con hidroeléctrica como alternativa para combatir la intermitencia. (G. Gubinelli, Entrevistador)

Derlich, M. (2019). Central Hidroeléctrica Reversible “Pampa Salamanca”. Chubut: Independiente.

Di Avante, V. I. (2020). Estudio de los Servicios Complementarios de Energía en el Perú y su adaptación para inclusión de Tecnologías no convencionales - Informe Final. Lima: COES.

DOE. (15 de 12 de 2020). DOE Global Energy Storage Database. Obtenido de <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/>

Empresa de Pesquisa Energética. (2019). Leilões de Energia Elétrica de 2019. Rio de Janeiro. EPE. (13 de 03 de 2019). Brazil's EPE identifies locations for 15 pumped storage hydropower plants. Obtenido de <https://www.hydroreview.com/2019/03/13/brazil-s-epe-identifies-locations-for-15-pumped-storage-hydropower-plants/#gref>

EPEC. (2016). El Complejo Rio Grande. Córdoba: Relaciones Publicas EPEC.

Ferney, L. (2012). Regulación del mercado de energía eléctrica en América Latina. Bogotá: Universidad Externado de Colombia.

GESEL. (13 de 12 de 2020). Viabilidad de Plantas Reversibles en el Sistema Interconectado Nacional. Obtenido de <https://www.projetouhr.com.br/apresentacao.php>

GIZ. (2019). Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo en Chile. Santiago de Chile: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

Godoi, M. (2013). País sofre com a falta de novas hidrelétricas com reservatórios. Rio de Janeiro: Agência Canal Energia.

Hunt, J. e. (23 de Enero de 2018). Comparison between seasonal pumped-storage and conventional reservoir dams from the water, energy and land nexus perspective. Laxenburg, Austria. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.04.044>

HydroWIRES. (2019). Energy Storage Technology and Cost Characterization Report. Washington D.C.: U.S. Department of Energy.

HydroWIRES. (2020). Pumped Storage Hydropower FAST Commissioning Technical Analysis. Washington DC: U.S Department of Energy.

IBERDROLA. (2020). Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado. Obtenido de IBERDROLA sitio web: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente>

IHA. (2021). Hydropower Status Report, Sector trends and insights. International Hydropower Association.

Ingeniería, R. A. (2017). El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica de futuro . Madrid: Grafila, S.L.

IRENA. (2020). Electricity Storage Valuation Framework: Assessing systema value and ensuring project viability. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2020). Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage. International Renewable Energy Agency, 24.

Louis Berger Group Inc. (2008). Technical consulting services for the Panama Canal expansion program.

McWilliams. (2021). Retrofitting existing hydropower reservoirs. International Forum on Pumped Storage Hydropower - Capabilities, Costs & Innovation Working Group.

MINEM. (2016). Energías renovables en Argentina. Buenos Aires: Subsecretaría de Energías Renovables .

MINEM. (Diciembre de 2017). Obtenido de Ministerio de Energía y Minería: <https://www.minem.gob.ar/www/844/26044/estadisticas-de-hidroelectricidad-en-argentina>

Ministerio de Energía. (2019). Planificación Energética de Largo Plazo - Periodo 2018-2022. Santiago de Chile: Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). Estrategia de Almacenamiento Energético - Marco Estratégico de Energía y Clima. Madrid: Vicepresidencia cuarta del Gobierno de España.

Monsalve, J. (2016). Evaluación del beneficio de una unidad de almacenamiento por bombeo en Colubún bajo requerimientos de riego. Santiago: Universidad de Chile.

National Hydropower Association. (2018). Pumped Storage Report. Washington: National Hydropower Association.

Núñez, I. (2014). Almacenamiento de energía por bombeo (Hydro-pumped storage) en el Marco Regulatorio Chileno. Santiago de Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.

OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). (2020). Precios de la Energía de América Latina y el Caribe. Quito: OLADE.

ONS. (2021). ONS. Obtenido de MAPA DINÂMICO DO SIN: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>

Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). (2020). A Comparison of the Environmental Effects of Open-Loop and Closed-Loop Pumped Storage Hydropower. Hydrowires. U.S Department of Energy.

Palma, R., & Torres, R. (2020). Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializador de energía a usuarios finales en distribución.

Pampa Energía. (Diciembre de 2020). Obtenido de PampaEnergía Web site: <https://ri.pampaenergia.com/nuestros-activos/electricidad/el-sector-electrico-de-argentina/>

Quintero, C. (2013). Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas de Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia. Bogotá: OLADE.

Rabinovich, G. (2013). Rápida evaluación y análisis de los objetivos del proyecto Energía Sustentable para todos en el sector energético de la República de Argentina. Buenos Aires: BID.

República de Panamá. (2001). REGLAS PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD. Panamá.

Rogner, M., & Law, K. (2019). Hydropower Pumped Storage Tracking Tool. Londres: International Hydropower Association.

Ruiz, K., & Mimbela, M. (2021). Análisis del sector de energía eléctrica en el Perú. Lima.

Rural, R., & Arias, D. (2020). RECURSOS, TECNOLOGÍAS, TRANSFERENCIA Y POLÍTICAS: UNA MIRADA DESDE MÚLTIPLES PERSPECTIVAS Y DIMENSIONES A LOS SISTEMAS DE BIOENERGÍA EN IBEROAMÉRICA. Programa de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED).

Sauma, E. (2007). Estudio del Marco Regulatorio de la distribución de energía eléctrica en Chile: Investigación, análisis y propuestas para fomentar la incorporación de criterios de eficiencia energética por parte de las empresas distribuidoras. Santiago de Chile.

SIEL. (2021). Sistema de Información Eléctrico Colombiano. Obtenido de <http://www.siel.gov.co/>

Simao, M., & Ramos, H. (2020). Hybrid Pumped Hydro Storage Energy Solutions. *water*, 23.

STRATEGEN. (2020). Regulatory Best Practices for Energy Storage. STRATEGEN.

Táczi, I. (2016). Pumped Storage Hydroelectric Power Plants: Issues and Applications . *Energy Regulators Regional Association Secretariat*, 15.

Tapia, D. (Noviembre de 2020). Almacenamiento: Las señales de una alternativa prometedora. *Revista Nueva Minería y Energía*.

Tarapacá, E. d. (2014). Resumen Ejecutivo. Chile.

Thymos Energia. (2021). Brazilian power market: Regulatory Report. São Paulo.

Uribe Ingenieros EIRL. (2017). Consultoría para Perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivo en Generación Eléctrica mediante Licitaciones de Suministro. Lima: OSINERGMIN.

Valhalla, E. d. (2014). EIA Espejo de Tarapacá - Resumen Ejecutivo. Providencia - Chile.

Viana, A. G. (2018). Auction as allocative mechanism for a new market design in Brazil. São Paulo: Universidade de São Paulo.

Wann, A., & Leahy, P. (2014). Energy Storage Action List. Cork: University College Cork.

Wijsman, J. (2013). Panama Canal Extension: A review on salt intrusion into Gatun Lake. IMA-RES Wageningen UR.

Witt, A., Hadjerioua, B. M., Bishop, N., & Uría-Martinez, N. (2015). Evaluation of the Feasibility and Viability of Modular Pumped Storage Hydro (m-HPS) in the U.S. Oak Ridge, Tennessee: Oak Ridge National Laboratory.

Yaneva, M., & Tisheva, P. (2018). Informe sobre las Energías Renovables en Argentina en 2018. Congreso de energías limpias de Argentina (pág. 38). Buenos Aires: AIREC WEEK.

Zegarra Mendez, E. (2017). Gestión del agua, valoración y desempeño económico del Canal de Panamá. Banco Interamericano de Desarrollo.

Zhang, S., Andrews-Speed, P., & Perera, P. (2015). The evolving policy regime for pumped storage hydroelectricity in China: A key support for low-carbon energy. *ScienceDirect*, 15-24.

Zuculin, S., Pinto, M., & Barbosa, P. (2014). Retomada do conceito de usinas hidrelétricas reversíveis no setor elétrico brasileiro. Brasília: Seminário Eletronorte.

