

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-03059

Identificación de oportunidades de proyectos de almacenamiento por bombeo en Latinoamérica

y estudio conceptual del proyecto piloto Pisagua

Roland Schmidt
Eliana Romero
Diego Iparraguirre
Flavia Burger

Editor:
Arturo D. Alarcón

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Diciembre 2024



Identificación de oportunidades de proyectos de almacenamiento por bombeo en Latinoamérica

y estudio conceptual del proyecto piloto Pisagua

Roland Schmidt
Eliana Romero
Diego Iparraguirre
Flavia Burger

Editor:
Arturo D. Alarcón

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Diciembre 2024

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

Identificación de oportunidades de proyectos de almacenamiento por bombeo en Latinoamérica y estudio conceptual del proyecto piloto Pisagua / Roland Schmidt, Eliana Romero, Diego Iparraguirre, Flavia Burger; editor, Arturo Alarcón.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; 3059)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Hydroelectric power plants-Technological innovations-Latin America. 2. Water-power-Latin America. 3. Renewable energy sources-Latin America. 4. Energy Storage-Technological innovations-Latin America. 5. Energy Development-Technological innovations-Latin America. I. Schmidt, Roland. II. Romero, Eliana. III. Iparraguirre, Diego. IV. Burger, Flavia. V. Alarcón Rodríguez, Arturo Daniel, editor. VI. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VII. Serie.

IDB-TN-3059

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

Palabras clave: Energía renovable, energía hidroeléctrica, hidroelectricidad, cambio climático, almacenamiento de energía, transición energética, planificación energética, regulación

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2024 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. 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 Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). 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 y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





Identificación de
oportunidades de proyectos
de almacenamiento por
bombeo en Latinoamérica
y estudio conceptual del
proyecto piloto Pisagua



CONTENIDO

1. Introducción	1
1.1 Objetivo	3
1.2 Alcance de la Etapa 1	4
1.3 Alcance de Etapa 2	4
2. Principios de centrales reversibles	5
2.1 Tecnologías disponibles	6
2.1.1 Turbinas reversibles	6
2.1.2 Unidades ternarias	7
2.1.3 Tipos de regulación	8
2.2 Ventajas	10
2.3 Proyecciones de aplicación	11
2.4 Desafíos	12
3. Metodología	14
3.1 Criterios de búsqueda	15
3.1.1 Proyectos Tipo 1	15
3.1.2 Proyectos Tipo 2 y 3	17
3.2 Costos tentativos de Inversión	17
4. Resultados de la Etapa 1	18
4.1 Resumen de los potenciales proyectos en los 11 países	19
4.2 Análisis multicriterio para la selección del país y del proyecto piloto	22
5. Proyecto piloto – Pisagua	26
5.1 Información básica	27
5.2 Diseño	28
5.2.1 Disposición general	28
5.2.2 Reservorios	30
5.2.3 Sistema de conducción	30
5.2.4 Complejo de generación	31
5.2.5 Planta Desaladora	32
5.2.6 Conexión al sistema eléctrico	33
5.3 Impactos ambientales, sociales y arqueológicos	34
5.4 Análisis tentativo de riesgos y medidas de mitigación	35
5.5 Cronograma y CAPEX preliminar	37
5.6 Evaluación económica	38
5.7 Planta Híbrida	43
6. Conclusiones y recomendaciones	46
7. Bibliografía	49
ANEXO A	52
ANEXO B	61
ANEXO C	67

ANEXOS

Anexo A: Mapas de proyectos identificados en los 11 países estudiados

Anexo B: Tablas de datos de los proyectos identificados, por país y por tipo

Anexo C: Planos mostrando el esquema conceptual del proyecto piloto Pisagua

TABLAS

Tabla 2-1:	Comparación entre tecnologías	9
Tabla 4-1:	Proyectos Tipo 1 identificados, cantidad de proyectos considerados para la media, Potencia y caída bruta media, Costo específico medio y costo específico de almacenamiento medio por país.	20
Tabla 4-2:	Proyectos Tipo 2 identificados, cantidad de proyectos considerados para la media, Potencia y caída bruta media, Costo específico medio y costo específico de almacenamiento medio por país	21
Tabla 4-3:	Costos específicos medios de los mejores cinco proyectos de los países en estudio en USD/kW	22
Tabla 4-4:	Costos marginales medios diarios y spread de la electricidad en los países estudiados en USD/MWh	23
Tabla 4-5:	Capacidad de almacenamiento del sistema	24
Tabla 4-6:	Puntajes asignados para la evaluación de los criterios de los 11 países evaluados	25
Tabla 4-7:	Clasificación de países para la implementación del proyecto piloto	25
Tabla 5-1:	Parámetros de diseño del reservorio superior	30
Tabla 5-2:	Parámetros de diseño del reservorio inferior	30
Tabla 5-3:	Parámetros de diseño del complejo de generación	31
Tabla 5-4:	Matriz de evaluación de riesgos más significativos durante la construcción	36
Tabla 5-5:	Matriz de evaluación de riesgos más significativos durante la operación	36
Tabla 5-6:	Resumen del Capex	38
Tabla 5-7:	Ingreso neto promedio por venta de energía durante 2020-2023	40
Tabla 5-8:	Spread e ingresos netos por MWh, como datos de ingreso para el análisis de sensibilidad	42
Tabla 5-9:	Determinación de la energía firme promedio anual generada por una planta híbrida con 1,200 MW instalado en la planta solar y 900 MW en la planta reversible	44

LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1:	Diagrama general ilustrativo de una central reversible	6
Figura 2-2:	Ejemplo de turbina reversible (Andritz Hydro, Vianden, unidad M11)	7
Figura 2-3:	Esquema de la unidad ternaria visualización isométrica de bomba de tres etapas	7
Figura 2-4:	Diagrama unilineal simplificado de: una turbina reversible de a) velocidad fija con motorgenerador síncrono, b) velocidad variable con motorgenerador asíncrono, c) con un convertidor de frecuencia completo y d) Unidad ternaria no reversible con motorgenerador síncrono. Imagen editada de (U.S Department of Energy, 2023).	8

Figura 2-5:	Capacidad de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo hasta 2022. Imagen elaboración propia con datos obtenidos desde “The International Hydropower Association (IHA)”.	11
Figura 2-6:	Proyección costo baterías hasta el 2050, basado en la literatura adaptado de (Mauler, 2021)	13
Figura 4-1:	Ubicación de los proyectos identificados para cada país.	19
Figura 4-2:	Potenciales proyectos de almacenamiento por bombeo identificados en Latinoamérica (11 países) para 8 horas de almacenamiento. La escala de color muestra la variación del costo específico en USD/kW.	20
Figura 4-3:	Diagrama de caja para el costo específico de almacenamiento para cada país estudiado.	21
Figura 5-1:	Ubicación y acceso al proyecto Pisagua. La zona del proyecto (indicada en el mapa a la derecha) está mostrada en una escala mayor en la siguiente Figura 5-2.	27
Figura 5-2:	Disposición general del Proyecto Pisagua	28
Figura 5-3:	Vista en elevación del proyecto	29
Figura 5-4:	Vista en elevación del complejo de generación	29
Figura 5-5:	Topología de la red eléctrica de 220 kV en las proximidades del proyecto.	33
Figura 5-6:	Área de protección Marina, denominada “Mar de Pisagua”	
Figura 5-7:	Ubicación del gigante de Tarapacá. (Fuente: Patrimonios Nacionales de Chile).	35
Figura 5-8:	Cronograma tentativo del proyecto Pisagua	37
Figura 5-9:	Día promedio de Costo Marginal del mercado Spot (CMG), para la Barra Parinacota 1 (220 kV), para los 4 trimestres, para los años 2020 a 2023.	39
Figura 5-10:	(Izq.) Costo marginal del proyecto reversible, en función del periodo de retorno y tasa de descuento. (Der.) Tasa Interna de Retorno, en función del periodo de retorno y de los ingresos netos por MWh de energía turbinada (luego de descontar el costo por compra de energía para bombear).	41
Figura 5-11:	(Izq.) Costo marginal del mercado Spot (CMG) promediado, durante el transcurso de un día típico, obteniendo los valores del spread entre 50 y 90 USD/MWh, de manera referencial. (Der.) Análisis de sensibilidad de la TIR del proyecto en función del spread (USD/MWh) y la excedencia del CAPEX, para un periodo de retorno de 20 años.	42
Figura 5-12:	Esquema conceptual de la ubicación de la planta solar para el Proyecto Pisagua	44
Figura 5-13:	Costo marginal para el proyecto híbrido (= planta solar de 1200 MW, combinado con planta reversible Pisagua de 900 MW), en función de la tasa de descuento (izquierda). Tasa Interna de Retorno del proyecto híbrido (planta solar de 1200 MW, combinado con planta reversible Pisagua, en función del precio de venta de energía firme, por ejemplo, a través de un PAA (derecha).	45

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

DGA	Dirección General de Aguas
LAC	Latin America and Caribbean – Latinoamérica y El Caribe
Proyecto Tipo 1	Proyecto Greenfield
Proyecto Tipo 2	Proyecto donde se emplea un reservorio/laguna existente
Proyecto Tipo 3	Proyecto donde emplean dos reservorios/lagunas existentes
LT	Líneas de transmisión
RV	Red vial
Área de interés	Área resultante del proceso de exclusión de áreas
Región de interés	Región en particular definida para realizar la búsqueda de proyectos
CMG	Costo marginal medio
Spread	Diferencia entre CMg punta y CMg valle, también llamado potencial de arbitraje
ER	Energías Renovables
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
RELAC	Renovables en Latinoamérica y El Caribe
SSCC	Servicios complementarios



RESUMEN EJECUTIVO

El notable aumento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) pone de manifiesto la necesidad de tecnologías específicas para almacenar el exceso de energía y utilizarla cuando sea necesario. Los sistemas de almacenamiento de energía mediante bombeo hidráulico ofrecen una solución clave, ya que proporcionan almacenamiento esencial y liberan energía según la demanda. Gracias a sus ventajas, como alta flexibilidad, bajo costo a lo largo de su vida útil, alta fiabilidad, capacidad para suministrar servicios complementarios y sostenibilidad, los proyectos de almacenamiento por bombeo pueden ser una solución adecuada a las necesidades de almacenamiento de energía y flexibilidad en América Latina y el Caribe.

Asimismo, las centrales de almacenamiento por bombeo representan una oportunidad estratégica para América Latina, especialmente en relación con las plantas hidroeléctricas existentes. La modernización de estas infraestructuras, muchas de las cuales llevan décadas operando, podría permitir la incorporación de sistemas de bombeo, maximizando su eficiencia y capacidad de almacenamiento. Esto prolongaría la vida útil de las instalaciones y desempeñaría un papel clave en la integración de las energías renovables en la región.

El alcance del presente estudio se divide en dos etapas y resume la evaluación técnico-económica realizada con el fin de identificar ubicaciones potenciales para proyectos de almacenamiento por bombeo en Latinoamérica. La primera etapa se centra en la identificación de potenciales proyectos de almacenamiento por bombeo en 11 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Jamaica, Panamá, Perú, República Dominicana y Uruguay. La segunda etapa se enfoca en el desarrollo conceptual de un proyecto piloto en un país seleccionado a partir del análisis en la primera etapa.

En la primera etapa se realizó un análisis de escritorio, utilizando información georreferenciada y exclusión de áreas restringidas, junto con condiciones específicas de búsqueda, que permitió identificar 179 proyectos potencial. Al evaluar los 11 países, con un análisis multicriterio, se concluyó que Chile presenta un atractivo potencial de desarrollo de los proyectos de almacenamiento por bombeo, debido a su necesidad de almacenamiento de energía y su marco regulatorio habilitante. De esta manera, en la segunda etapa, se desarrolló a nivel conceptual un proyecto piloto, incluyendo aspectos técnicos, económicos, regulatorios, medioambientales y sociales.

El proyecto de almacenamiento por bombeo seleccionado se ubica en Pisagua, en la región de Tarapacá, en el norte árido de Chile. Fue diseñado para una capacidad instalada de 640 MW y 12 horas de almacenamiento, cuenta con 2 reservorios de 4.5 Mm³ cada uno, un sistema de conducción, una chimenea y un complejo de generación compuesto por 4 turbinas Francis de 160 MW cada una. La conexión eléctrica del proyecto se acopla con dos líneas de transmisión de 220 kV, para lo cual se debe construir una subestación de interconexión seccionadora. Se considera la ejecución del proyecto en 48 meses, y un costo total de inversión de 570 MUSD.

La evaluación económica del proyecto Pisagua muestra que para una tasa de interés del 7%, y un periodo de retorno de 20 años, se obtiene un costo marginal de 32 USD/MWh y una tasa interna de retorno (TIR) de aproximadamente 12.8% con un ingreso de venta igual a 65 USD/MWh, lo que lo convierte en un proyecto de inversión altamente atractivo. Además, para compensar la variabilidad

del mercado spot, se propone una planta solar fotovoltaica (PV) complementaria de 1,200 MW. De esta forma, para la planta híbrida (almacenamiento por bombeo y planta solar PV), con similares condiciones a las del proyecto de bombeo el costo marginal alcanza los 51.9 USD/MWh y una TIR del 12.6%, destacando que el proyecto híbrido añade 300 MW de potencia firme, que puede permitir contratos de compra de energía a largo plazo, reduciendo el riesgo asociado a fluctuaciones del mercado.

El proyecto Pisagua es un proyecto tipo, que representa un ejemplo replicable tanto en otras regiones de Chile como en varios países de Latinoamérica, en sitios con condiciones técnicas similares. No obstante, a pesar de tratarse de una tecnología madura con un crecimiento prometedor y resultados financieros atractivos, es crucial contar con condiciones que impulsen este tipo de inversiones, como un marco regulatorio favorable con condiciones claras de remuneración, el desarrollo de la red eléctrica, que permita la integración en un sistema interconectado robusto.



AGRADECIMIENTOS

Este trabajo es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo. Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores.

El informe fue elaborado bajo la dirección general de Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía). El coordinador del estudio fue Arturo Alarcón, especialista sénior en energía del BID. Los autores del informe son Roland Schmidt, Eliana Romero, Diego Iparraguirre y Flavia Burger de la firma consultora AFRY, contratada por el BID para realizar este estudio.

El equipo valora los comentarios y revisión de Emilio Sawada, Edwin Malagón, Héctor Baldivieso, y Lenin Balza de la División de Energía del BID, quienes revisaron el estudio en sus diversas etapas, y proveyeron insumos, comentarios y recomendaciones valiosas en el proceso de elaboración de esta nota técnica. Se agradece también al Ministerio de Energía de Chile, en particular a la División de Desarrollo de Proyectos, que estuvo a cargo de la revisión de la etapa 2 del estudio, por todos los insumos brindados. Asimismo, se reconoce el aporte de las personas entrevistadas durante la elaboración del análisis. Todas las opiniones expresadas en el informe son de responsabilidad de los autores.

El equipo agradece el apoyo financiero del Fondo para una Tecnología Limpia (*Clean Technology Fund*), a través de la cooperación técnica Apoyo al Desarrollo de Almacenamiento por Bombeo en América Latina (RG-T4126, ATN/TC-19216-RG).

1

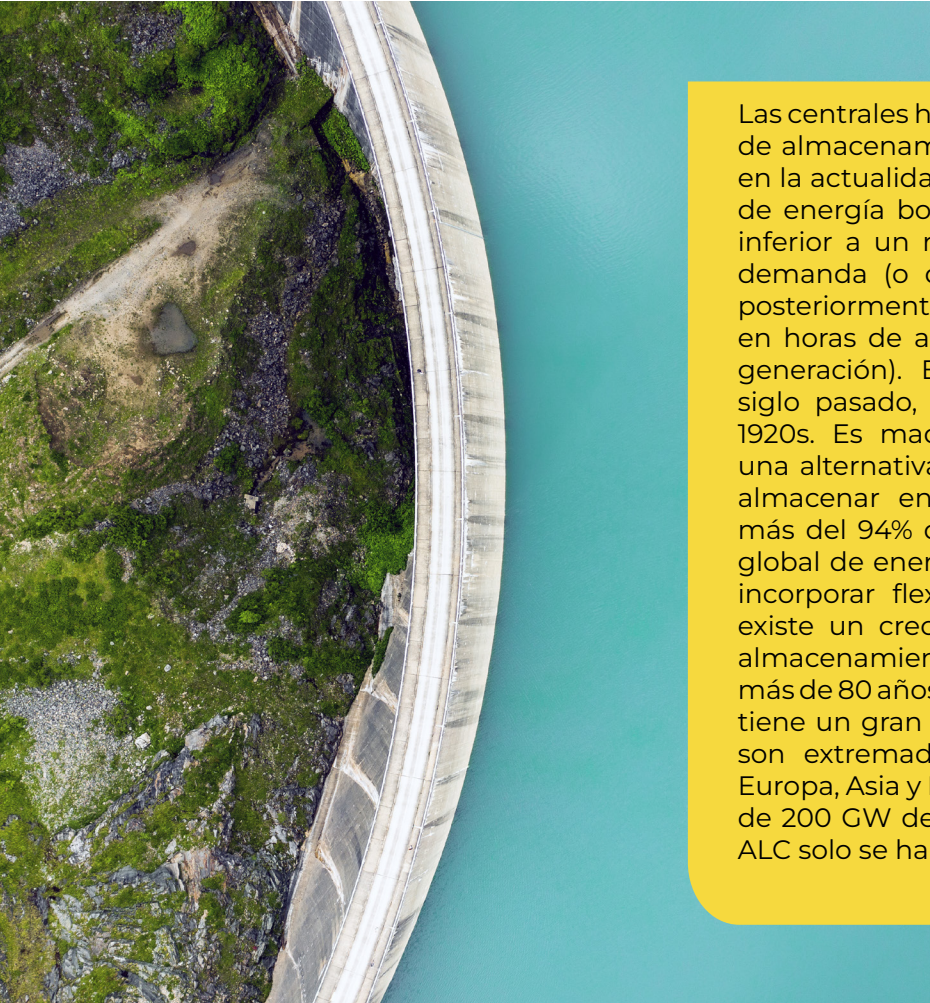
INTRODUCCIÓN



Los sistemas eléctricos en el mundo están cambiando. Las aún llamadas energías “alternativas” 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. 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. Estamos viviendo una revolución energética.

En América Latina y el Caribe (ALC), el 64% de la energía vino de fuentes renovables en el 2023, y, a través de la Iniciativa RELAC, la región ha planteado la meta conjunta de llegar al 80% de energías renovables al 2030. Para ello, la región requerirá acelerar el ritmo de inversiones, particularmente en energía solar y eólica, que al 2023 ya representan 19% de la capacidad instalada de la región. Además, estas inversiones deberán complementarse necesariamente con la modernización y rehabilitación del parque hidroeléctrico existente, que garantiza una base de generación renovable de 45%, 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 y garantizar seguridad y confiabilidad en el suministro. Esta flexibilidad puede obtenerse a través de generación firme de respaldo (fósil, y/o hidroeléctrica), manejo de la demanda, interconexiones regionales, o sistemas de almacenamiento. 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 son la forma de almacenamiento de electricidad más difundida en la actualidad. Ellas permiten el almacenamiento de energía bombeando agua desde un reservorio inferior a un reservorio superior en horas de baja demanda (o de exceso de generación), para ser posteriormente utilizada para generar electricidad en horas de alta demanda de electricidad (o baja generación). Esta tecnología fue desarrollada el siglo pasado, y su uso comercial empezó en los 1920s. Es madura, altamente confiable y provee una alternativa de bajo costo y alta eficiencia para almacenar energía. En la actualidad representa más del 94% de la capacidad de almacenamiento global de energía eléctrica, y dada la necesidad de incorporar flexibilidad en los sistemas eléctricos, existe un creciente interés en su uso. En ALC el almacenamiento por bombeo ha sido aplicada hace más de 80 años; no obstante, a pesar de que la región tiene un gran potencial, su despliegue y desarrollo son extremadamente bajos en comparación de Europa, Asia y Norteamérica. En el mundo hay cerca de 200 GW de almacenamiento por bombeo, y en ALC solo se ha instalado 1 GW.

La región no tuvo la necesidad de implementar las centrales hidroeléctricas reversibles por diversas razones. Primero, la región cuenta con un amplio potencial hidroeléctrico no explotado, que en décadas pasadas permitió la construcción de centrales hidroeléctricas con grandes embalses. Estos embalses servían de “almacenamiento” de energía en los sistemas eléctricos. Segundo, faltan marcos regulatorios adecuados que tengan una diferencia suficiente de precios entre periodos de alta y baja demanda, para hacer interesante financieramente el almacenamiento de energía. Tercero, nuestros sistemas eléctricos usaban principalmente hidroeléctricas y generación termoeléctrica que podían ser despachadas y contraladas desde un despacho centralizado, lo que hacían innecesario el almacenamiento.

Pero esto está cambiando. La construcción de centrales hidroeléctricas con grandes embalses es cada vez más compleja por sus potenciales impactos ambientales y sociales. Al mismo tiempo, el ingreso de fuentes variables de energía, particularmente solar y eólica, han generado la necesidad de modernizar los marcos regulatorios. Hoy, una alta granularidad temporal de los precios de energía y las tarifas es una necesidad para dar señales adecuadas a los usuarios y generadores. Muchos de los mercados eléctricos de ALC ya han implementado o están en proceso de implementar tarifas horarias o intra horarias que brindan al almacenamiento de energía una oportunidad de ingresar a los mercados. Los avances en la digitalización brindan también una oportunidad para utilizar el almacenamiento de energía como un elemento esencial en los sistemas eléctricos futuros para proveer flexibilidad, capacidad y otros servicios auxiliares. En este contexto de modernización, la tecnología de almacenamiento por bombeo es una oportunidad para aprovechar la amplia experiencia y capacidad técnica que existe en el sector hidroeléctrico y utilizarla para avanzar hacia su descarbonización.

1.1 OBJETIVO

Dada la evidente necesidad de estudiar soluciones que puedan proveer flexibilidad y almacenamiento a los sistemas eléctricos, de manera costo efectiva, la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) desarrolló el presente estudio, que comprende dos fases, la primera de identificación de sitios potenciales para proyectos de almacenamiento por bombeo (Etapa 1) y la segunda fase de desarrollo de un estudio conceptual de un proyecto seleccionado (Etapa 2).

El ámbito de estudio de la Etapa 1 comprende 11 países de Latinoamérica, seleccionados considerando su potencial de desarrollo hidroeléctrico, despliegue de energías renovables variables y necesidad de almacenamiento energético¹. Por su parte, el ámbito de estudio de la Etapa 2 comprende el estudio de un proyecto tipo, donde se muestra un desarrollo a nivel conceptual que ejemplifica los beneficios y oportunidades de mejora que sirve como punto de partida para la concepción de un proyecto de central reversible aplicable en Latinoamérica.

¹ Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Jamaica, Panamá, Perú, República Dominicana y Uruguay

1.2 ALCANCE DE LA ETAPA 1

El alcance de la Etapa 1 del estudio estuvo enfocado en la búsqueda de potenciales proyectos de almacenamiento por bombeo para 11 países latinoamericanos. Para lo cual, por cada país se han realizado las siguientes actividades:

- **Búsqueda, revisión y optimización de proyectos de almacenamiento por bombeo estudiados anteriormente.**
- **Definición de la metodología de búsqueda para los potenciales proyectos *greenfield*:**
 - Definición del rango de potencia y caída bruta por país.
 - Exclusión de áreas restrictivas.
 - Delimitación de área de interés fuera de zonas potencialmente restringidas y que presenten desniveles topográficos importantes.
 - Identificación posibles proyectos y definición de datos técnicos mínimos para determinación de la potencia instalada.
- **Definición de la metodología de búsqueda para los potenciales proyectos aprovechando reservorios existentes.**
- **Estimación de los costos de inversión y cálculo del costo específico en USD/kW de los proyectos identificados.**

1.3 ALCANCE DE LA ETAPA 2

La Etapa 2 del estudio consiste en el desarrollo de un proyecto piloto, abordando diferentes aspectos como los factores técnicos, presupuestarios, económicos, medioambientales, sociales, y de regulación, incluyendo:

- **Diseño conceptual (obras civiles y electromecánicas, conexión al sistema interconectado nacional etc.), estimación de cantidades principales y de costos.**
- **Evaluación medioambiental, reglamentario y social a nivel preliminar.**
- **Evaluación económica preliminar y evaluación de los riesgos.**

2

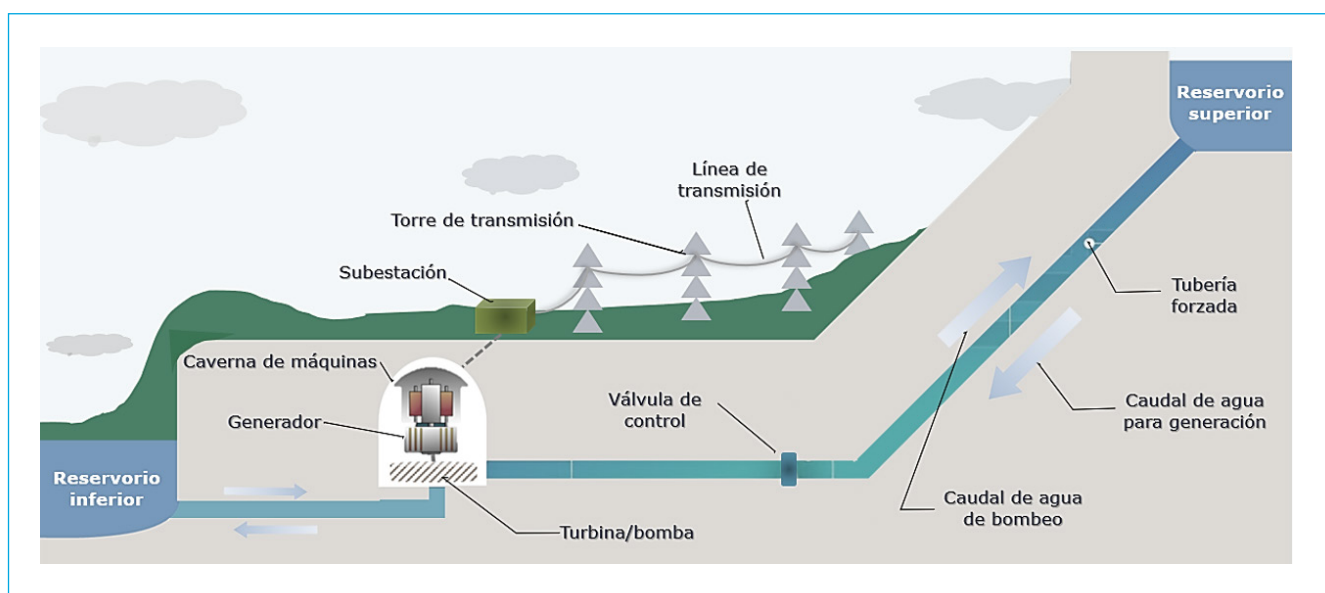
PRINCIPIOS DE CENTRALES REVERSIBLES²

² NOTA: Este capítulo presenta, de manera resumida, los principios de las centrales reversibles, y sus principales tipos, pero no pretende ser una explicación detallada ni exhaustiva del tema. Para mayor detalle los autores sugieren revisar literatura especializada.



Las centrales de almacenamiento por bombeo son un tipo de centrales hidroeléctricas que utilizan dos reservorios de agua situados a diferentes altitudes para almacenar y generar energía. Un esquema general de central de bombeo se muestra en la Figura 2-1, donde se indican los componentes principales, entre ellos, el embalse superior y el embalse inferior conectados por conducciones de agua (tubería forzada, túneles). La generación de electricidad se produce cuando el agua se libera y desciende del reservorio superior al inferior, haciendo girar la turbina conectada a un generador, en un proceso conocido como el proceso de descarga. Posteriormente, el agua es bombeada nuevamente al reservorio superior (proceso de recarga o bombeo) durante los períodos de menor demanda eléctrica, utilizando el exceso de energía disponible en el sistema o durante periodos de baja demanda eléctrica. Las instalaciones de almacenamiento por bombeo pueden operar como sistemas de circuito abierto o cerrado. Los sistemas de circuito abierto están conectados de manera continua a un cuerpo de agua natural que fluye, mientras que los sistemas de circuito cerrado no lo están.

Figura 2-1: Diagrama general ilustrativo de una central reversible

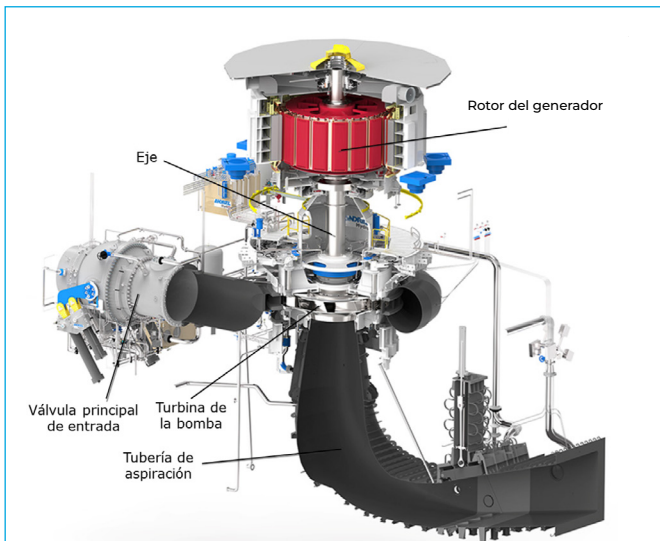


2.1 TECNOLOGÍAS DISPONIBLES

2.1.1 Turbinas reversibles

Las turbinas reversibles de una etapa son una tecnología ampliamente conocida y utilizada en sistemas de almacenamiento por bombeo en todo el mundo. Su principal ventaja en comparación con las unidades ternarias es que solo requieren una unidad hidráulica, que puede funcionar tanto como bomba o como turbina, lo que reduce su costo y el tamaño de la obra civil. Para cambiar entre los modos de funcionamiento (de bombeo a turbina o viceversa), solo se necesita invertir el sentido de giro. En la Figura 2-2 se muestra un ejemplo de una turbina reversible y sus principales partes.

Figura 2-2: Ejemplo de turbina reversible
(Andritz Hydro, Vianden, unidad M11)



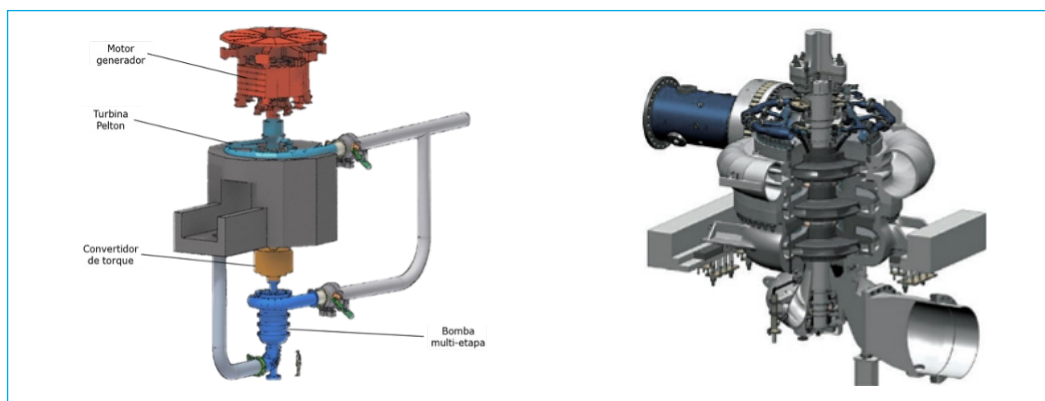
La mayoría de las turbinas reversibles de una etapa instaladas hasta ahora tienen una altura de bombeo de hasta aproximadamente 600...650 m. Existen muy pocas referencias de turbinas reversibles de una etapa con una altura de bombeo mayor a 700 m. Una de estas excepciones es el sistema reversible Kazunogawa de 1600 MW en Japón, con una altura de bombeo de 779 m, la cual es la más alta registrada para turbinas de una etapa. Solamente fue factible fabricar estas Francis reversibles, debido al tamaño excepcional de su capacidad de 400 MW. El equipamiento electromecánico de la planta Kazunogawa fue suministrado por Hitachi y Toshiba.

Existen también turbinas Francis reversibles con doble-etapa que pueden operar con alturas de bombeo mayor a las de las turbinas reversibles de una etapa. Sin embargo, tal configuración cuenta con escasas referencias, entre ellas destaca Yang Yang de 1000 MW en Corea Sur, la cual fue puesta en marcha 2006. El contrato para el equipamiento electromecánico ha sido adjudicado a Doosan Co Ltd de Corea del Sur, que ha subcontratado a Alstom para el diseño y la fabricación de las turbinas Francis reversibles con doble-etapa. Las principales características de las turbinas son que la tecnología se basa en turbinas-bomba de múltiples etapas, dos rodets montados en el eje de la turbina entre los cojinetes guía de la turbina inferior y superior, y un canal para devolver el agua que sale del rodete superior en el modo turbina y que sale del rodete inferior en el modo bomba.

2.1.2 Unidades ternarias

Un sistema de almacenamiento por bombeo ternario consiste en una turbina y una bomba separadas, conectadas a un mismo eje con una máquina eléctrica síncrona que puede operar como generador o motor. La turbina puede ser de diseño Francis o Pelton, dependiendo de las características hidráulicas del sitio.

Figura 2-3: Esquema de la unidad ternaria visualización isométrica de bomba de tres etapas



A diferencia de las plantas convencionales de almacenamiento por bombeo, que solo pueden operar en modo de generación o en modo de bombeo (cambiando la dirección de rotación del eje entre ambos modos), las unidades ternarias permiten que la turbina y la bomba operen de manera simultánea. Esto ofrece una mayor flexibilidad operativa, ya que no es necesario invertir la rotación del eje para alternar entre bombeo y generación. Al compartir el mismo eje y dirección de giro, el cambio entre modos se simplifica, optimizando así la respuesta de la planta ante variaciones en la demanda de energía.

Debido a que la bomba y la turbina pueden operar simultáneamente, el flujo hidráulico es más complejo que en una unidad de almacenamiento por bombeo convencional. La unidad ternaria puede operar con lo que se denomina un “circuito hidráulico corto”, lo que le confiere al sistema la capacidad de regulación en modo bombeo.

2.1.3 Tipos de regulación

En Figura 2-4 se ilustran los diagramas de los diferentes tipos de turbinas reversibles, mientras que en la Tabla 2-1 muestra una comparación entre las tecnologías de regulación.

Turbina reversible velocidad fija (síncrona)

Son el tipo de turbina más usado en centrales reversibles, por tanto, es una tecnología bien establecida. Este tipo de turbina reversible solo permite regulación de potencia en modo turbina, mientras que en modo bombeo la potencia es fija, por lo que su flexibilidad es baja. Sin embargo, su costo de inversión es bajo y requerimientos de espacio menores en comparación de las unidades de velocidad variable. La potencia en modo turbina puede regularse hidráulicamente, a través la operación en cortocircuito hidráulico con otra unidad en modo turbina. Esta operación es factible, aunque aumenta las pérdidas incurridos durante un ciclo completo de almacenamiento (70%-80%). Otra desventaja consiste en que la espiral con el rodete debe ser vaciada antes de cambiar al modo de bombeo, lo que implica la instalación de compresores correspondientes y un tiempo prolongado de cambio entre los modos de operación.

Figura 2-4: Diagrama unilineal simplificado de: una turbina reversible de a) velocidad fija con motorgenerador síncrono, b) velocidad variable con motorgenerador asíncrono, c) con un convertidor de frecuencia completo y d) Unidad ternaria no reversible con motorgenerador síncrono. Imagen editada de (U.S Department of Energy, 2023).

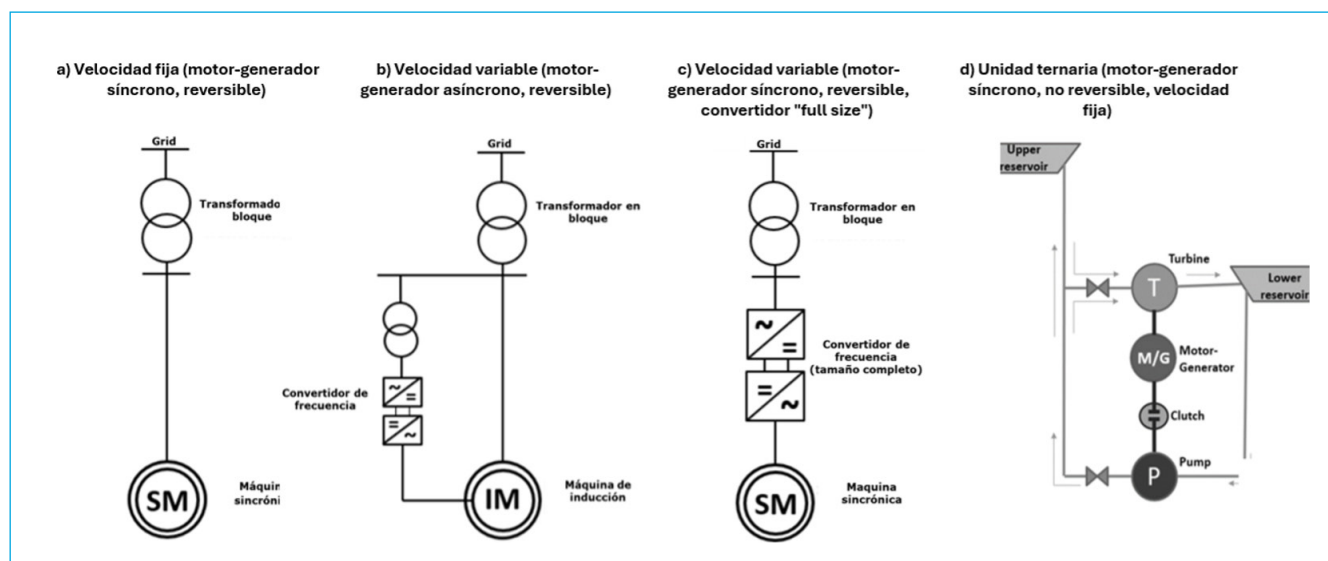


Tabla 2-1: Comparación entre tecnologías

	Velocidad fija (motorgenerador síncrono, reversible)	Velocidad variable (motorgenerador asíncrono, reversible)	Velocidad variable (motorgenerador síncrono, reversible, convertidor “full size”)	Unidad ternaria (motorgenerador síncrono, no reversible, velocidad fija)
Rango regulación modo bombeo	40-50% por cada 2 unidades (en modo cortocircuito hidráulico)	20-25% por cada unidad (más con cortocircuito hidráulico)	30-35% por cada unidad (más con cortocircuito hidráulico)	80-90% por cada unidad (en modo cortocircuito hidráulico)
Costo relativo (equipamiento y civil)	100%	110-120%	120-130%	130-140%
Tiempos de arranque/ cambio de modo	-	o	+	++
Servicios complementarios	-	+	++	++

Turbina reversible velocidad variable (asíncrona)

Este tipo de turbinas reversibles de velocidad variable tienen un motor-generador asíncrono y un convertidor de frecuencia de tamaño parcial. Entre sus principales ventajas, se destaca que es una tecnología establecida y confiable. Estas turbinas permiten regulación en modo bombeo, aunque con un rango limitado entre el 70% y el 100% de la capacidad. Además, ofrecen una eficiencia media en su rango nominal, y una alta eficiencia en condiciones de carga parcial, lo que las hace atractivas desde el punto de vista operativo.

Además, estas turbinas pueden prestar servicios complementarios tanto en modo de generación como en bombeo, lo que mejora su versatilidad en la red eléctrica. No obstante, esta tecnología también presenta algunos desafíos. Por ejemplo, el diseño del motor es complejo, lo cual incrementa la dificultad de instalación y operación. Además, la turbina debe ser vaciada antes de cambiar al modo de bombeo, lo que implica un tiempo de cambio moderado entre los modos de operación. El motor generador y el convertidor de frecuencia, al ser más grandes, requieren un mayor espacio en la planta, lo que puede complicar el diseño de la infraestructura.

Turbina reversible velocidad variable (convertidor de frecuencia completo)

Se considera una tecnología relativamente nueva, que provee alta flexibilidad, aunque con costos más elevados, debido a los convertidores de mayor tamaño y consecuentemente espacio que requiere en comparación de otro tipo de unidades reversibles.

El convertidor de frecuencia de tamaño completo de mayor capacidad construido hasta la fecha tiene una potencia máxima de 120...150 MW. Tiene la ventaja que puede proveer un rango de servicios complementarios completos en modo turbina y bombeo.

Unidad ternaria con velocidad fija y cortocircuito hidráulico

En una unidad ternaria (véase Figura 2-3), turbina y bomba son proveídos como máquinas separadas pero montadas en un solo eje que no está reversible, sino rotando siempre en un solo sentido. El concepto ternario se aplica cuando caídas elevadas no permiten el uso de una unidad Francis reversible. Típicamente, la turbina es de tipo Pelton e instalado encima del motor-generador, mientras la bomba está instalada al fondo, debido a su nivel de sumergencia requerido. La regulación es a través cortocircuito hidráulico, entre turbina y bomba instaladas en el mismo eje. Este concepto es lo más costoso, debido a la mayor cantidad del equipamiento electromecánico, en combinación con mayores longitudes de los conductos de agua.

2.2 VENTAJAS

Cada diseño tiene sus beneficios y desafíos. Los sistemas de circuito cerrado generalmente tienen un menor impacto ambiental, mientras que los sistemas de circuito abierto suelen ser menos costosos de implementar (ya que solo requieren la construcción de un embalse), pero pueden enfrentar más obstáculos debido a los impactos ambientales (U.S Department of Energy, 2023).



Las centrales de almacenamiento por bombeo funcionan como baterías hidráulicas de gran escala, altamente eficientes y ampliamente utilizadas como método de almacenamiento de energía desde 1890 (Rehman, Al-Hadhrani, & Alam, 2015). Al permitir almacenar energía y liberarla cuando sea necesario, proporcionan flexibilidad y estabilidad al sistema eléctrico, especialmente en contextos donde la integración de energías renovables intermitentes, como la solar fotovoltaica y la eólica, es cada vez mayor. Las centrales de almacenamiento por bombeo son una de las tecnologías de almacenamiento más populares debido a su flexibilidad, rápida capacidad de respuesta, larga vida útil y alta eficiencia (Margeta, 2014).

Al comparar distintos métodos de almacenamiento de energía, diversos estudios han determinado que las centrales de almacenamiento por bombeo tienen tiempo de vida superando los 60 años (U.S Department of Energy, 2023), por lo que tienen un menor CAPEX efectivo, y bajos costos de mantenimiento, en comparación con otras tecnologías como baterías de sodio, de litio (Sebastian Mulder, 2024; Rehman, 2015).

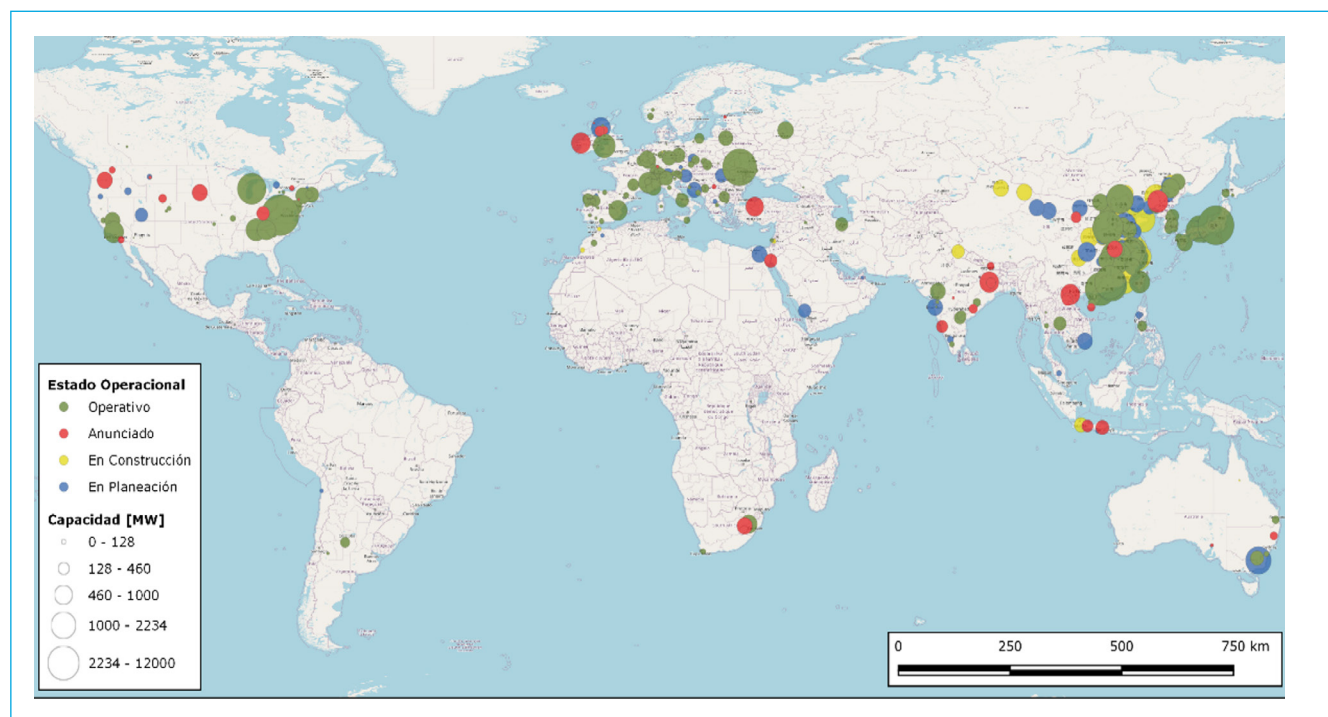
Además de almacenamiento de energía, las centrales de bombeo reversibles tienen la capacidad de proveer servicios complementarios al sistema eléctrico interconectado, que permiten establecer un determinado nivel de seguridad, calidad y eficiencia en el suministro eléctrico, como por ejemplo la regulación de frecuencia (primaria, secundaria, terciaria), el control de tensión (suministro de reactivos, regulación de voltaje), reserva de giro, aseguramiento de inercia de la red, y capacidad de arranque autónomo (black-start), entre otros.

Por otro lado la implementación de centrales de almacenamiento por bombeo puede adaptarse al entorno paisajístico y representar una oportunidad de incentivo al turismo, con claros ejemplos de plantas como Vianden en el norte de Luxemburgo o Limmern en Suiza. Así también, a diferencia de otras tecnologías de almacenamiento de energía, pueden dinamizar la economía local con la creación de puestos de empleo durante la construcción, comercio asociado y generación de nuevas capacidades locales. Además de representar un menor impacto al ambiente frente a por ejemplo baterías químicas, debido a su menor potencial de emisiones de gases de efecto invernadero (Krüger, Mann, van Bracht, & Moser, 2018) para su concepción y menores riesgos ambientales al final de su vida útil.

2.3 PROYECCIONES DE APLICACIÓN

La tecnología de las centrales reversibles es la más experimentada y probada para almacenar energía, especialmente a gran escala. Actualmente, hay más de 500 centrales reversibles que suman alrededor de 180 GW de potencia en todo el mundo - equivalente al 80% de la capacidad existente de las centrales hidroeléctricas convencionales en ALC - y sólo en 2023, se instalaron 6,5 GW adicionales de capacidad de almacenamiento por bombeo.

Figura 2-5: Capacidad de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo hasta 2022. Imagen elaboración propia con datos obtenidos desde “The International Hydropower Association (IHA)”.



En algunos países de ALC también ya existe este tipo de tecnología, aunque muy carente en número, por ejemplo, las centrales de almacenamiento Río Grande y Los Reyunos están ubicadas en Argentina, en las provincias de Córdoba y Mendoza, respectivamente (Figura 2-5). La primera comenzó sus operaciones en 1986, cuenta con cuatro (04) turbinas Francis, con una potencia instalada unitaria de 187.5 MW y una generación media de 970 GWh-año; mientras que, Reyunos empezó sus operaciones en 1983, cuenta con dos (02) turbinas reversibles, con una potencia unitaria de 115 MW y una generación media de 247 GWh-año. Por otra parte, Brasil cuenta con 20MW de capacidad instalada que no está operativa; con ello la capacidad total instalada en ALC es de 1 GW aproximadamente.

Debido a sus ventajas, como la alta flexibilidad (cada vez más necesaria con la incursión de energía renovable variable), el bajo costo de la vida útil, la alta fiabilidad y la sostenibilidad en comparación de otras tecnologías, las centrales reversibles pueden ser una solución adecuada para el almacenamiento de energía en la región. Por otro lado, dada la alta capacidad instalada de generación hidroeléctrica en ALC, es evidente existe la capacidad técnica para aprovechar esta tecnología.

2.4 DESAFÍOS

El desarrollo de proyectos de almacenamiento energético mediante centrales de bombeo hidráulico enfrenta una serie de desafíos, barreras y riesgos que limitan su expansión en ALC. Entre las principales barreras destacan las incertidumbres regulatorias relacionadas con los mecanismos de remuneración del almacenamiento y de los servicios complementarios, fundamentales para asegurar ingresos estables a los inversionistas³.

La percepción negativa hacia los proyectos hidroeléctricos está asociada a preocupaciones sobre el impacto ambiental, la alteración de ecosistemas y el desplazamiento de comunidades locales (U.S Department of Energy, 2023). En este contexto, los proyectos de almacenamiento por bombeo deben enfrentar el reto de gestionar estos impactos de manera responsable y transparente, integrando a las comunidades en la planificación y asegurando beneficios locales (CEPAL, 2021). A nivel de riesgos, también es importante considerar los riesgos ambientales y geotécnicos asociados con la construcción de grandes infraestructuras hidráulicas, como los reservorios, túneles y estaciones de bombeo.

Otro obstáculo importante es la normativa cambiante y la falta de claridad en las interconexiones y tarifas. La planificación a largo plazo de estos proyectos requiere un marco regulatorio estable, que facilite el acceso a las redes de transmisión y defina las tarifas de transporte y uso de la red con precisión.

Para superar estos desafíos, es fundamental una mayor claridad y estabilidad en las políticas energéticas, con marcos regulatorios que incentiven el almacenamiento energético como solución estratégica. Esto incluye una mejor definición de los mecanismos de remuneración que reconozcan adecuadamente el valor de los servicios que ofrecen estas centrales al sistema eléctrico, como la flexibilidad, la respuesta rápida y la capacidad de respaldo (IRENA, 2020). Asimismo, es necesario implementar medidas que faciliten la integración ambiental y social de los proyectos, abordando las preocupaciones de las comunidades afectadas y asegurando que los beneficios sean ampliamente distribuidos.

A pesar de las barreras actuales, los avances hacia una regulación más clara y las crecientes oportunidades que el almacenamiento energético ofrece en el contexto de la transición hacia fuentes renovables intermitentes están generando un notable interés por parte de los desarrolladores. Un número significativo de desarrolladores ya se encuentra en fases preliminares de ingeniería, con la expectativa de concretarse en el corto y mediano plazo siempre y cuando se logren abordar los desafíos regulatorios, sociales y técnicos que hoy limitan su desarrollo (BloombergNEF, 2023).

³ Para una revisión detallada de los desafíos regulatorios, se sugiere revisar: Saravia, F., Romero, E., Cortijo, R., Nater, M., Iparraguirre, D., & Saavedra, J. (2022). Centrales hidroeléctricas reversibles Identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica. doi:<http://dx.doi.org/10.18235/0004234>

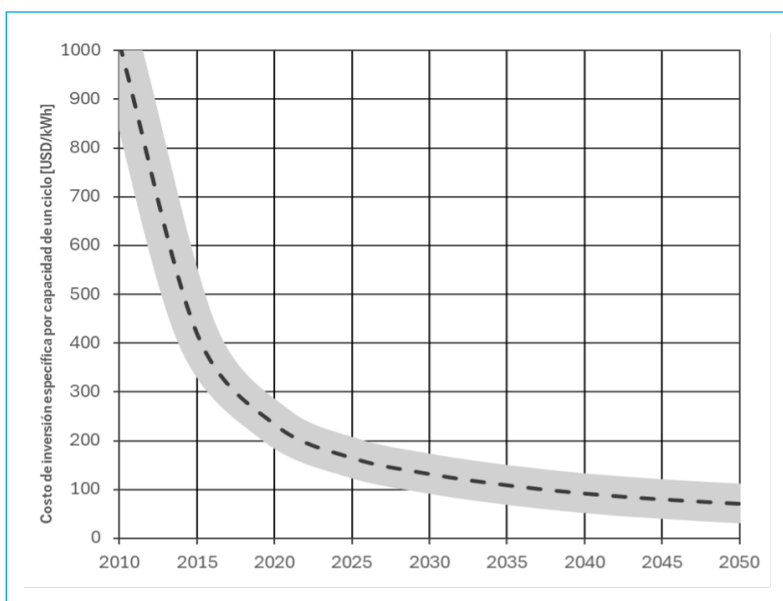
En los últimos años, las baterías eléctricas han mostrado una tendencia a la disminución de sus precios, impulsadas por avances tecnológicos, y el crecimiento de la escala de su producción, particularmente en China. Esto demuestra la Figura 2-6, según Mauler (2021), tras revisar varios estudios que predicen los costos de diversas tecnologías de baterías (ion-litio, estado sólido, litio azufre, etc.) hasta el año 2050. Aunque persisten incertidumbres debido a factores tecnológicos, políticos y económicos, los costos específicos de inversión por capacidad de almacenamiento por ciclo en baterías eléctricas podrían reducirse a hasta 70 USD/kWh al 2050, es decir dentro del periodo de amortización de un proyecto de almacenamiento por bombeo. Esto impone como reto para una planta de almacenamiento hidráulico proyectado ahora que debería buscar mantener el costo específico de inversión por capacidad de almacenamiento por ciclo dentro de 100 USD/kWh, lo cual es alcanzable con un amplio dimensionamiento de los reservorios inferiores y superiores (hasta 24 y más horas) y si el costo específico de la inversión se mantiene debajo de los 1000 USD/kW instalado.



Por otro lado, las baterías dependen de materiales como el litio, níquel o cobalto para su fabricación. Esta materia prima está sujeta a la disponibilidad y demanda global (riesgo de fluctuaciones de precio), así como grandes consecuencias ambientales y sociales debido a su extracción. En otras palabras, presentan una huella de carbono elevada debido a que se origina a partir de la minería, tiene proceso de reciclaje complicado y existe un mayor riesgo de contaminación si hay una mala gestión de los residuos.

En comparación con sistemas BESS (Battery Energy Storage System) de gran escala, las centrales de almacenamiento por bombeo pueden operar durante décadas con altas eficiencias, sin la necesidad de reemplazar componentes costosos; por ende, representan tecnologías limpias y sostenibles en el tiempo. A partir de lo anterior, y sujeto de asegurar de que los proyectos a implementar son bien elegidos y estudiados, las plantas de almacenamiento por bombeo mantienen una alta competitividad por ofrecer un tipo de proyecto de almacenamiento limpio, de gran escala, sostenible, y con larga vida útil.

Figura 2-6: Proyección costo baterías hasta el 2050, basado en la literatura adaptado de (Mauler, 2021)



3

METODOLOGÍA



La metodología empleada para la Etapa 1 del estudio estuvo enfocada en la identificación de proyectos tipo *greenfield*, es decir, que no tiene un desarrollo previo o se realiza desde cero. Por consiguiente, el procedimiento se centró en la detección de áreas de proyección de un reservorio superior e inferior que cumplan condiciones específicas de desnivel y distancia entre ambos. Para facilitar la clasificación de dichos proyectos, se denominó a los proyectos *greenfield* como Tipo 1.

Como es sabido, es posible aprovechar reservorios existentes, ya sea un embalse artificial o un cuerpo de agua natural (lago o laguna). Estas posibilidades también fueron evaluadas bajo criterios particulares, en los que se omiten varios de los supuestos propuestos para los proyectos *greenfield*. A este tipo de proyectos se los ha diferenciado en Tipo 2 y Tipo 3, que aprovechan uno o dos reservorios existentes, respectivamente.

3.1 CRITERIOS DE BÚSQUEDA

Los criterios de búsqueda definidos se basan en tres aspectos fundamentales:

I.	II.	III.
Exclusión de áreas donde los proyectos no son factibles (áreas restringidas).	Definición de regiones de interés (zonas de desniveles topográficos importantes).	Definición de rangos de potencia instalada y caídas brutas.

3.1.1 Proyectos Tipo 1 - *Greenfield*

Es común que en la fase inicial de formulación de proyectos muchas veces se omiten ciertos factores como la libre disponibilidad de terrenos, la inexistencia de conflictos sociales y/o ambientales contiguos al proyecto, entre otros. Estos son considerados usualmente al final de su desarrollo y, en consecuencia, muchos proyectos no logran avanzar a la etapa de implementación.

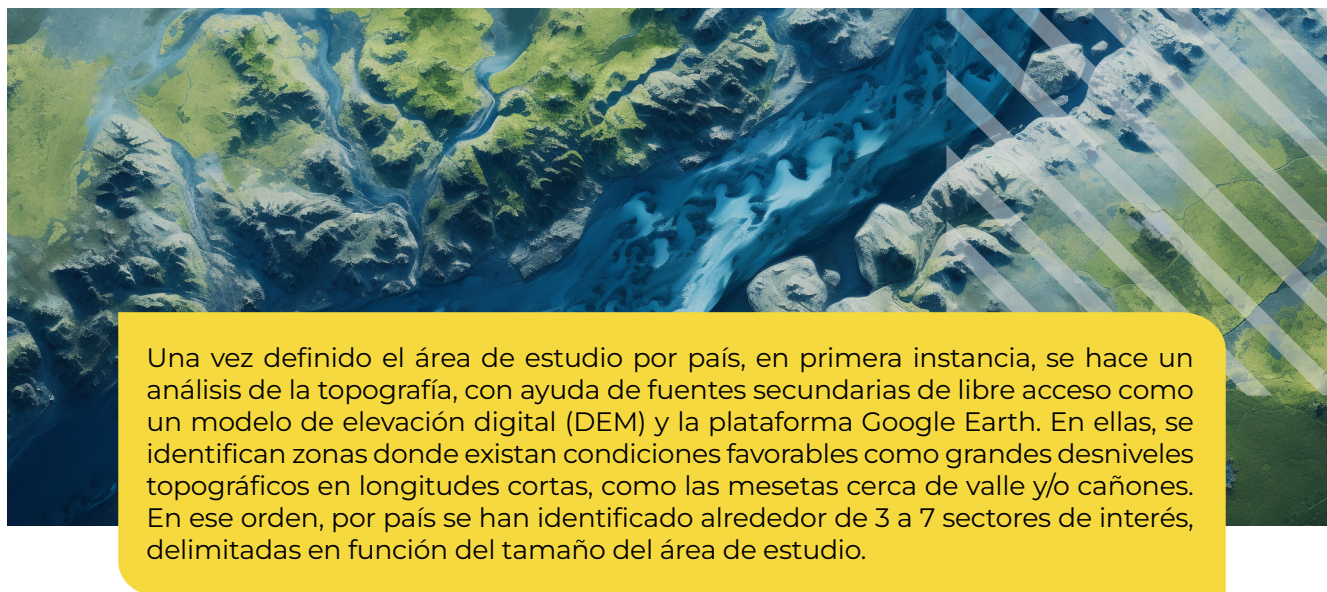
Es así, que se plantea como primera tarea la exclusión de áreas restrictivas. Para poder realizarla, se han empleado herramientas de sistemas de información geográfica (SIG) y procesos geoespaciales conocidos, tomando de base la siguiente información:

- **Áreas protegidas**
- **Áreas concesionadas**
- **Áreas urbanas más 2.5 km de buffer**
- **Áreas particulares (p.ej. la Amazonía)**
- **Áreas de conflictos sociales**
- **Áreas lejanas a líneas de transmisión (mayores o iguales a 220 kV de tensión)**
- **Áreas lejanas a redes viales**

Cabe precisar que la información entre países no es uniforme, ya que en varios de ellos la información sobre conflictos sociales no es accesible o no cuentan con líneas de transmisión de al menos 220 kV. Para este caso específico se han considerado las líneas de mayor tensión.

Así mismo, por cada país, en función de la extensión de su territorio, se definieron corredores alrededor del eje de las líneas de transmisión y de la red vial. Para las líneas de transmisión de 220 kV, el ancho del corredor considerado varía entre 80, 100 o 200 km, mientras que, para líneas mayores de 220 kV, el rango se extiende hasta los 300 km. En el caso de los corredores viales se ha considerado su categoría; por ejemplo, para las redes viales departamentales o regionales, el ancho varía entre 20 o 30 metros, mientras que, para las redes viales nacionales, el rango es de 30 o 40 metros.

El proceso para obtener el área de estudio por país implica la exclusión de áreas protegidas, concesiones, zonas urbanas y otras regiones de restricciones relevantes; obteniendo por país un polígono con áreas libres de restricciones (A). Luego, se clasifican las líneas de transmisión y la red vial para generar corredores, que se combinan en un polígono (B); la superposición entre los polígonos A y B define el área final de estudio.



Así también, se han definido rangos de potencia instalada, sujetos a las condiciones topográficas por país. El rango típico de potencia instalada ha sido definido entre 100 y 600 MW aproximadamente, considerando que proyectos por debajo de los 100 MW no son económicamente atractivos.

Adicionalmente, con fines de selección de proyectos y su comparación, se ha considerado un tiempo de almacenamiento de 8 horas, que en la segunda etapa del estudio (proyecto piloto Pisagua) ha sido extendido a 12 horas.

Otro aspecto fundamental en la búsqueda de los proyectos es la razón LC/H , siendo LC la longitud de conducción entre embalses y H la caída bruta. Algunas referencias (Kucukali, 2014) indican que, para la mayoría de los proyectos de almacenamiento por bombeo, el ratio LC/H se encuentra entre 2 y 10. Para este estudio, se ha considerado que un ratio LC/H menor o igual a 6 es óptimo. Sin embargo, este criterio se flexibilizó para países con topografías menos favorables.

Por otro lado, se han considerado también sitios donde el riesgo ante un evento natural (inundaciones, deslizamientos, caídas de roca, etc.) sea muy bajo o nulo, aspectos que han sido evaluados de manera general y cualitativa en cada región de interés.

3.1.2 Proyectos Tipo 2 y 3

Los proyectos de almacenamiento por bombeo Tipo 2 y Tipo 3 emplean uno o dos reservorios existentes, respectivamente. Para su búsqueda, se ha visto conveniente desestimar las restricciones de potencia y caída bruta aplicadas en la búsqueda de proyectos Tipo 1. No obstante, de los sitios de proyectos identificados se han verificado que se encuentren fuera de zonas restringidas, definidas previamente. A continuación, se describen la secuencia de pasos aplicados a la identificación de proyectos Tipo 2 y Tipo 3:

- Selección de los mejores reservorios existentes. En este paso se evalúan las características de cada reservorio, considerando principalmente su capacidad de almacenamiento, buscando la opción que maximiza el volumen.
- Evaluación de potenciales sitios contiguos. Se evalúan las diferentes posibilidades de emplazamiento del reservorio a construir, se analizan la relación LC/H y dimensiones gruesas de lo que sería la presa.
- Selección del mejor emplazamiento y determinación de la potencia instalada tentativa.
- Adicionalmente para los proyectos de Tipo 3, se evaluó las posibles combinaciones entre reservorios existentes contiguos y se selecciona la mejor combinación, a partir de la mayor potencia instalada.

3.2 COSTOS TENTATIVOS DE INVERSIÓN

A fin de poder comparar los proyectos de almacenamiento por bombeo identificados en la Etapa 1, se ha determinado un ratio de costo de inversión por kilovatio de capacidad instalada expresado en USD/kW, basado en la cuantificación de los costos de inversión aproximados para la construcción, acordes con el nivel de desarrollo de este estudio.

Los costos de construcción de una central de almacenamiento por bombeo pueden variar ampliamente dependiendo del tamaño de la instalación, la ubicación y las características del terreno, entre muchos otros factores. Sin embargo, de acuerdo con el alcance de esta etapa del estudio, se hace necesario establecer una metodología simplificada que pueda aplicarse rápidamente bajo ciertas lógicas fundamentales.

En general, los mayores costos de inversión están asociados a los reservorios, sistema de conducción, casa de máquinas, líneas de transmisión, subestaciones y accesos.

En ese sentido, a modo de simplificar la determinación de los costos tentativos de inversión de los sitios de proyectos de almacenamiento por bombeo identificados, se consideraron los siguientes:

- **Costo de los reservorios:** En función del volumen almacenado⁴ [USD/m³]
- **Costo de la conducción:** En función de la longitud y caudal conducido [USD/m]
- **Costo de la casa de máquinas (obra civil):** En función de la potencia instalada [USD/kW]
- **Costo del equipamiento electromecánico:** En función de la potencia instalada [USD/kW]
- **Costo de la línea de transmisión:** En función de la longitud y potencia instalada [USD/m]

⁴El ratio incluye el costo de las obras civiles como toma principal, presas y/o diques, etc.

4

RESULTADOS DE LA ETAPA 1

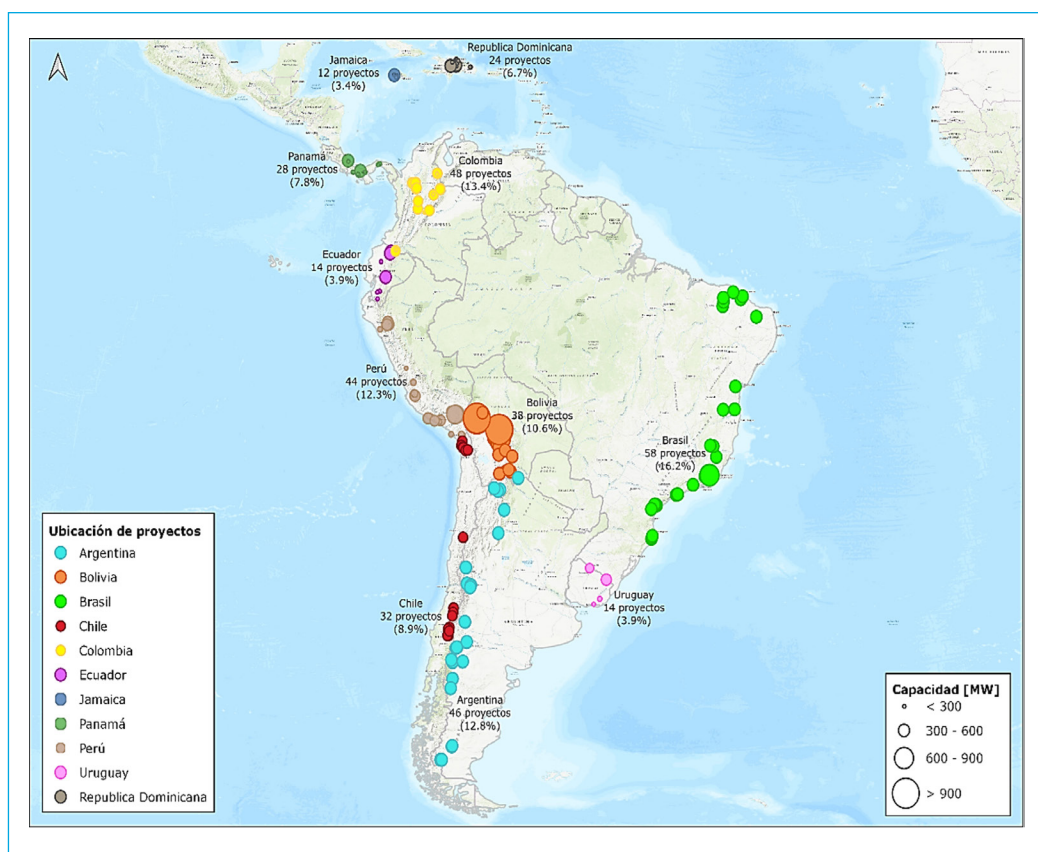


En esta sección se resumen los resultados de la identificación de potenciales proyectos de centrales de almacenamiento por bombeo para los 11 países de estudio considerando la metodología descrita en la sección previa. Así también, se detallan los criterios de selección del país y proyecto piloto que se estudia en la Etapa 2.

4.1 RESUMEN DE LOS POTENCIALES PROYECTOS EN LOS 11 PAÍSES

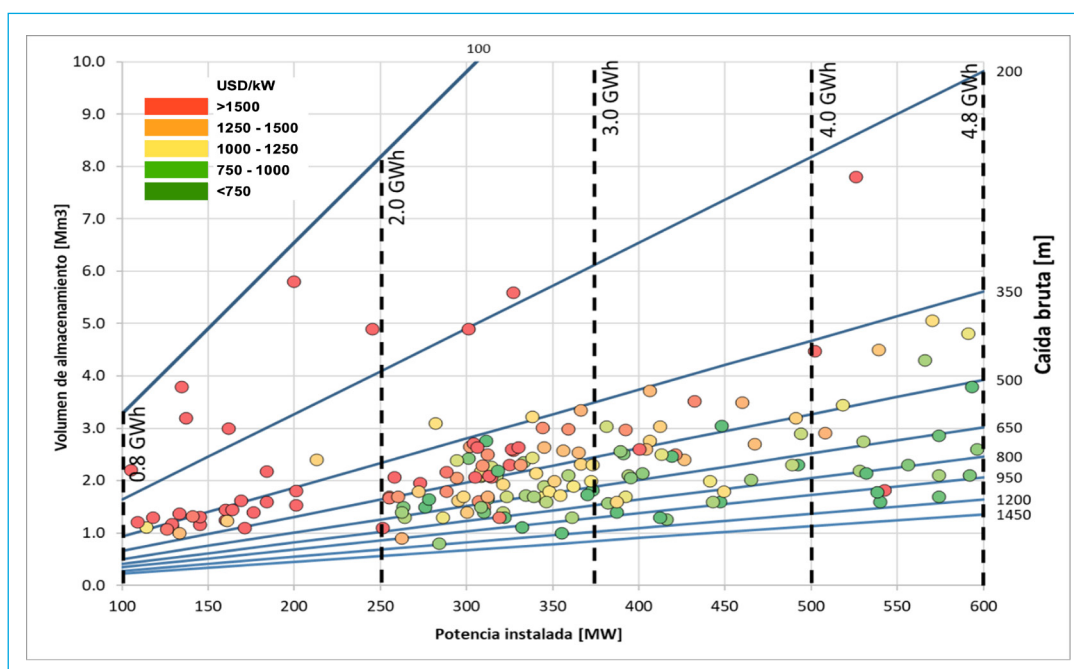
En total se han identificado 179 proyectos de almacenamiento por bombeo en los 11 países estudiados. Específicamente, 142 proyectos corresponden a proyectos Tipo 1, 29 al Tipo 2 y se identificaron 8 proyectos de otros estudios, que corresponden a proyectos tipo 1. No se identificaron proyectos del Tipo 3, principalmente debido a la lejanía entre los embalses existentes o en otros casos por muy baja caída bruta que presentan. La distribución de los proyectos identificados por país se muestra en la Figura 4-1.

Figura 4-1: Ubicación de los proyectos identificados para cada país.



La Figura 4-2 ilustra los potenciales proyectos de almacenamiento por bombeo identificados en los 11 países estudiados, en función de la potencia instalada, volumen de almacenamiento considerando 8 horas y caída bruta. Los distintos colores ejemplifican los tramos de costo específico para cada proyecto. Se observa que gran parte de los proyectos Tipo 1 con costo específico bajo los 1,000 USD/kW son aquellos con una potencia instalada mayor a 250 MW aproximadamente y con caídas brutas por encima de 400 m.

Figura 4-2: Potenciales proyectos de almacenamiento por bombeo identificados en Latinoamérica (11 países) para 8 horas de almacenamiento. La escala de color muestra la variación del costo específico en USD/kW.



El detalle de los valores medios de potencia, caída y costo específico para los proyectos del tipo 1 y 2 por país se describen en la Tabla 4-1 y Tabla 4-2, respectivamente. Para los distintos países, el costo específico para los proyectos Tipo 1 fluctúa típicamente entre los 750 y 1,500 USD/kW, con valores máximos por encima de los 2,000 USD/kW. Uruguay, al tener un promedio de costo específico sobre 2,000 USD/kW y condiciones fuera del rango típico de los otros países, fue excluido del valor promedio indicado en la Tabla 4-1. Para los proyectos Tipo 2 identificados, el rango de costo específico es ligeramente menor. Se precisa que no fue posible identificar proyectos Tipo 2 en 3 países: Ecuador, Jamaica y Uruguay.

Tabla 4-1: Proyectos Tipo 1 identificados, cantidad de proyectos considerados para la media, Potencia y caída bruta media, Costo específico medio y costo específico de almacenamiento medio por país.

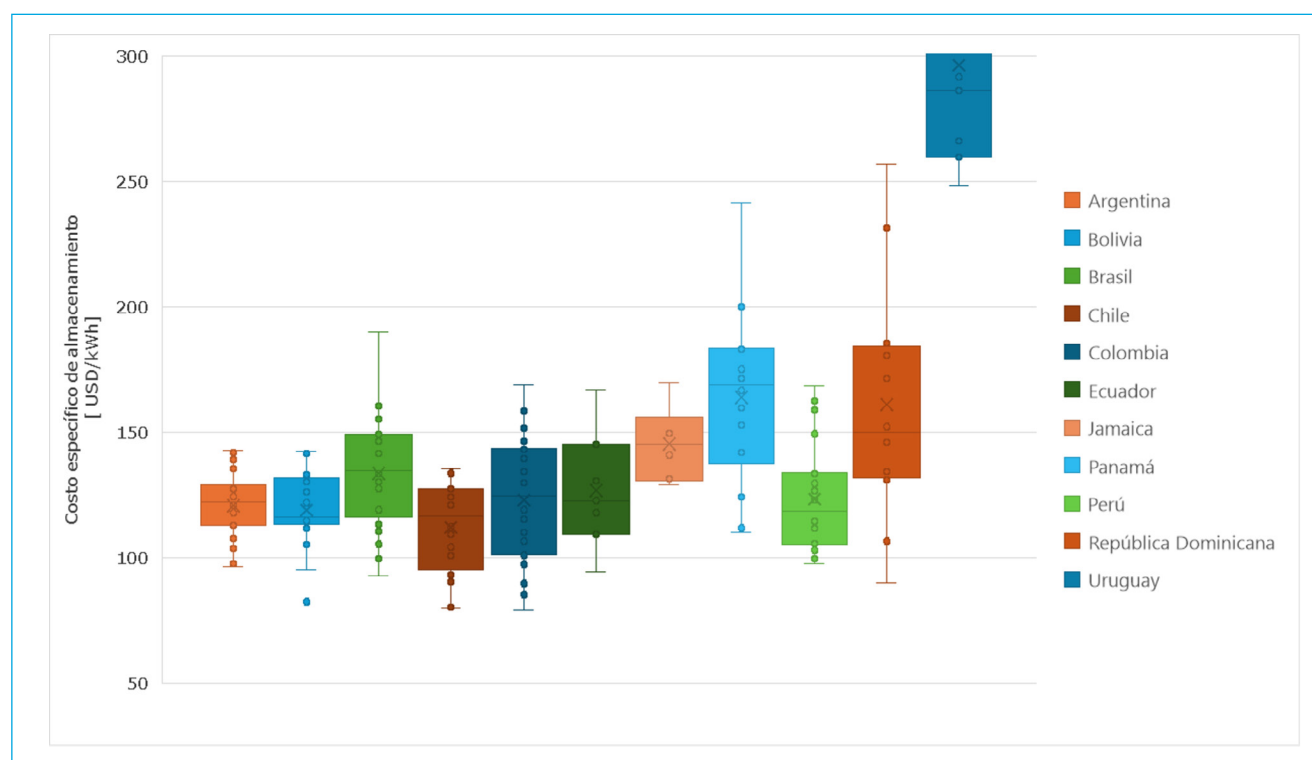
País	Total proyectos identificados Tipo 1	Cantidad de proyectos considerados en promedio	Potencia media [MW]	Caída bruta H promedio [m]	Costo específico mínimo [USD/kW]	Costo específico máximo [USD/kW]	Costo específico promedio [USD / kW]	Costo específico de almacenamiento promedio [USD/ kWh]
Argentina	16	10	343	522	828	1,020	924	115
Bolivia	13	10	403	648	760	1,042	923	115
Brasil	27	10	387	585	796	1,026	919	115
Chile	14	10	387	770	639	1,012	866	108
Colombia	19	10	363	695	717	1,074	916	114
Ecuador	7	7	307	813	753	1,335	1013	127
Perú	16	10	517	916	781	898	844	106
Jamaica	5	5	260	584	1,030	1,356	1,155	144
Panamá	12	10	201	427	895	1,476	1,294	162
Rep. Dominicana	8	8	173	406	852	1,483	1,183	148
Uruguay	5	5	148	143	1,986	2,421	2,222	278
Total	142	95						
Prom sin Uruguay			334	637	805	1,172	1,004	125

Tabla 4-2: Proyectos Tipo 2 identificados, cantidad de proyectos considerados para la media, Potencia y caída bruta media, Costo específico medio y costo específico de almacenamiento medio por país

País	Total proyectos identificados Tipo 2	Cantidad de proyectos considerados en promedio	Potencia media [MW]	Caída bruta H promedio [m]	Costo específico mínimo [USD/kW]	Costo específico máximo [USD/kW]	Costo específico promedio [USD / kW]	Costo específico de almacenamiento promedio [USD/kWh]
Argentina	7	7	486	463	771	1,084	920	115
Bolivia	5	5	899	560	659	1,055	889	111
Brasil	1	1	448	490	740	740	740	93
Chile	2	2	403	740	722	744	733	92
Colombia	5	5	414	652	631	817	746	93
Perú	5	5	466	248	1,015	1,300	1,123	140
Panamá	2	2	122	358	881	994	937	117
Rep. Dominicana	2	2	270	418	720	1,370	1,045	131
Total	29	29						
Promedio			438	491	767	1,013	892	111

Por otra parte, la Figura 4-3 ilustra un diagrama de cajas que representa la distribución del costo específico de almacenamiento para cada uno de los países estudiados. Se observa que países como Panamá y República Dominicana tienen una dispersión de costos mayor, mientras que países como Chile y Argentina tienen un rango más concentrado. Uruguay y República Dominicana no solo tienen mayor dispersión, sino también la mediana más alta. Por su parte, Chile (en azul claro) destaca por su baja variabilidad en el costo específico de almacenamiento, situándose entre los más bajos en comparación con los demás países. Además, el valor máximo identificado para sus proyectos es el menor entre los 11 países analizados, lo que refleja una notable consistencia.

Figura 4-3: Diagrama de caja para el costo específico de almacenamiento para cada país estudiado.



4.2 ANÁLISIS MULTICRITERIO PARA LA SELECCIÓN DEL PAÍS Y DEL PROYECTO PILOTO

De los resultados descritos en el capítulo previo, se ha encontrado un amplio espectro de posibles proyectos de almacenamiento por bombeo, en los que los resultados se encuentran en un rango similar, lo que dificulta la selección del mejor proyecto piloto para la etapa 2 del estudio. Es así como se han considerado criterios adicionales, que permitan la selección del país y consecuentemente del proyecto a ser estudiado a nivel conceptual en la siguiente etapa. En ese sentido, se han definido cuatro criterios que pueden ser valorados y están en función de la información disponible por país.

Entre los cuatro criterios establecidos, se encuentran el costo específico del proyecto, costo marginal del sistema, las necesidades de almacenamiento del sistema y marco regulatorio habilitante. Para cada criterio, se ha indicado un puntaje asociado en función de que tan favorable es para implementar proyectos de centrales reversibles y al final se hace una valoración conjunta de todos los criterios, para luego recomendar la selección de un conjunto de países para la selección del proyecto piloto que será tratado en la siguiente fase de este estudio.

Costo específico

En primera instancia se ha considerado el costo específico (USD/kW) como criterio que permite categorizar que país cuenta con los proyectos más atractivos a desarrollar desde el punto de vista económico. Aunque, al haberse encontrado un amplio espectro de posibles proyectos, es difícil diferenciar y seleccionar entre proyectos que tienen costos específicos similares.

Por lo tanto, para el análisis y valoración, se ha considerado el valor promedio de costo específico de los cinco mejores proyectos por país como se indica en la Tabla 4-3. Esta métrica permite categorizar que país cuenta con los proyectos más atractivos a desarrollar.

Tabla 4-3: Costos específicos medios de los mejores cinco proyectos de los países en estudio en USD/kW

País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Jamaica	Panamá	Perú	Rep. Dominicana	Uruguay
Costo Específico	814	812	822	710	720	919	1,155	1,025	810	1,159	1,860

La escala de valoración sobre este criterio considera: menores a 750 USD/kW Favorable; 750 USD/kW-1000 USD/kW Moderadamente Favorable; 1000 USD/kW- 1250 USD/kW Neutro; mayores a 1250 USD/kW Desfavorable.

Claramente podemos observar que los proyectos más atractivos se encontrarían entre Chile y Colombia con prácticamente el mismo ratio de costo específico, luego Argentina, Bolivia, Brasil, Ecuador y Perú conformarían en un segundo grupo, un tercer grupo estaría compuesto por Panamá, Jamaica y República Dominicana, en tanto Uruguay es el país con costo específico medio más elevado que el de los demás países estudiados.

Costo marginal y potencial de arbitraje (Spread)

Así también, se ha evaluado el costo marginal y potencial de arbitraje (spread). Donde, en los mercados eléctricos a corto plazo, el costo marginal de la energía eléctrica varía a lo largo del día, siendo más alto durante las horas punta y más bajo durante las horas de valle. La diferencia de estos precios se denomina Spread o potencial de arbitraje. Claramente, el mayor spread en un país en comparación de otro, indica que es más atractivo económicamente.

Para el análisis del spread, se encontraron disponibles datos correspondientes a años recientes (2021-2022), por lo que este valor no es representativo del futuro cuando los potenciales proyectos identificados sean implementados (~15 años), sin embargo, es un indicativo o proxy para diferenciar que países son más atractivos frente a otros. La Tabla 4-4 muestra los datos recopilados disponibles en cada país.

Tabla 4-4: Costos marginales medios diarios y spread de la electricidad en los países estudiados⁵ en USD/MWh

País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Jamaica	Panamá	Perú	Rep. Dominicana	Uruguay
CMg punta	89.7	17.5	79.4	71.0	96.9	-	-	110.1	19.2	121.9	127.2
CMg valle	32.0	13.9	14.0	38.6	30.0	-	-	65.0	15.5	74.0	31.0
Spread	57.7	3.6	65.4	32.4	66.9	-	-	45.1	3.7	47.9	96.2

La escala de valoración sobre este criterio considera: mayores a 70 USD/MWh Favorable; 50 USD/MWh-70 USD/MWh Moderadamente Favorable; 10 USD/MWh-50 USD/MWh Neutro; menores a 10 USD/MWh Desfavorable.

En países, como Uruguay, donde una importante participación de fuentes renovables está causando intermitencia que se traduce en un “spread” elevado, el desarrollo de centrales reversibles puede resultar muy atractivo, a pesar de tener un costo específico alto. En la Tabla 4-5 se muestra la capacidad de almacenamiento actual por país, donde se observa que el sistema eléctrico de Jamaica carece de almacenamiento, ya que no tiene registro de hidroeléctricas con embalse. Luego, República Dominicana, Chile, Bolivia y Ecuador son los países con menor capacidad de almacenamiento, mientras que Brasil y Panamá son los que tienen mayor capacidad de almacenamiento.

Almacenamiento del sistema

Para valorar el almacenamiento, se ha definido como la razón de la energía en horas de alta demanda (horas punta) de todas las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento (EFHP) respecto a la generación total de energía (ET) de cada país. La generación de energía en “horas punta” está determinada por la potencia firme que posee cada central hidroeléctrica. Para lo cual, se ha

⁵ Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Panamá (Central es hidroeléctricas reversibles Identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica, 2022); CNDC (Bolivia), COES (Perú), ADME (Uruguay), República Dominicana (OC). Jamaica y Ecuador emplean un sistema de precios por tarifa, no aplicando el sistema de precios spot.

recopilado información de generación anual total y la potencia firme de las hidroeléctricas reguladas (con embalse) de cada país, con ello se determinó el almacenamiento del sistema.

Tabla 4-5: Capacidad de almacenamiento del sistema⁶

País	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile	Colombia	Ecuador	Jamaica	Panamá	Perú	Rep. Dominicana	Uruguay
EFHP [TWh]	16.6	0.7	136.1	6.1	16.0	2.6	0.0	2.7	10.5	1.1	1.6
ET [TWh]	142.6	10.9	589.8	83.2	73.9	27.7	0.0	11.8	56.9	22.1	14.0
Capacidad de almacenamiento	12%	7%	23%	7%	22%	9%	0%	23%	19%	5%	11%

La escala de valoración sobre este criterio considera: 0%-5% Favorable; 5%-10% Moderadamente Favorable; 10%-20%; mayor a 20% Desfavorable.

Marco regulatorio habilitante

Finalmente, se ha evaluado los marcos regulatorios en materia eléctrica en cada país de manera que fomenten proyectos de almacenamiento por bombeo. De los 11 países estudiados, solo Chile tiene regulación específica para almacenamiento por bombeo, aunque muchos países ya regulan servicios complementarios (SSCC) para hidroeléctricas convencionales, lo que indica un potencial para habilitar los proyectos de almacenamiento por bombeo.

Sin embargo, aunque en general no existe un marco regulatorio específico para las centrales de almacenamiento por bombeo en la mayoría de los países estudiados, varios de los servicios complementarios que estas centrales ofrecen son también provistos por la hidroeléctrica convencional, donde al tener una gran participación de fuentes hidroenergéticas desde hace muchas décadas; ya cuentan con un marco regulatorio para servicios complementarios. En ese sentido, al tener establecido un conjunto de leyes, normas o directrices que permiten la remuneración de SSCC, se puede considerar que existe un potencial marco regulatorio habilitante para la incursión de centrales reversibles en el mercado eléctrico. Entre los SSCC que son regulados y remunerados actualmente en la mayoría de países de estudio, se tienen, por ejemplo, la regulación de frecuencia, reserva de giro, arranque autónomo (black-start) y soporte de tensión.

Una vez establecidos los criterios arriba indicados, se ha procedido a construir una matriz de análisis basada en una valoración diferenciada según su favorabilidad (favorable, moderadamente favorable, neutro y desfavorable) para implementar proyectos de centrales reversibles en cada país. Asimismo, se ha considerado una ponderación por pesos para cada criterio listado, teniendo en cuenta que algunos aspectos son más relevantes que otros. La escala de puntajes considerada es la siguiente:

⁶ Argentina (CAMESA, 2022); Bolivia (WWF & Fundación Solón, 2020); Brasil (ONS, 2022); Chile (CNE, 2018); Colombia (XM, 2022); Ecuador (CENACE, 2020-2021); Panamá (ASEP, 2022); Perú (COES, 2022); República Dominicana (OC, 2022); Uruguay (ADME, 2022).

Tabla 4-6: Puntajes asignados para la evaluación de los criterios de los 11 países evaluados

Calificación	Símbolo	Puntaje
Favorable	++	3 puntos
Moderadamente favorable	+	2 puntos
Neutro	o	1 punto
Desfavorable	–	0 puntos

La Tabla 4-7 resume los pesos y puntajes asignados para cada uno de los once 11 países estudiados. con lo cual, según criterios previamente definidos, resultaría Chile con el mayor puntaje. Sin embargo, debido a que existe una gran cantidad de proyectos identificados y los puntajes obtenidos tienen un rango muy reducido; se recomendó en primera instancia grupos de países para que posteriormente sean seleccionados los mejores proyectos. De acuerdo con la puntuación obtenida, el primer grupo (G1) de países estaría conformado por Chile, Colombia, Brasil y Argentina; un segundo grupo (G2) sería República Dominicana y Uruguay; y finalmente un tercer grupo (G3) estaría compuesto por Panamá, Perú, Bolivia, Ecuador y Jamaica.

Es importante mencionar que, debido a la cercanía de puntajes finales entre países, este resultado solamente constituye una conclusión referencial de estudio, siendo posible otros resultados; por ejemplo, si se cambian los pesos de los distintos criterios o si se modifica las asignaciones de los criterios cualitativos.

Tabla 4-7: Clasificación de países para la implementación del proyecto piloto

Crite- rio	Peso	Argen- tina	Bolivia	Brasil	Chile	Colom- bia	Ecu- dor	Jamai- ca	Pana- má	Perú	Rep. Domi- nicana	Uru- guay
Costo Espe- cífico	35%	+	+	+	++	++	+	o	o	+	o	–
Spread	35%	+	–	+	o	+	–	–	o	–	o	++
Alma- cena- miento del sistema	15%	o	+	–	+	–	+	++	–	o	++	o
Marco Regu- latorio	15%	o	–	+	++	o	–	–	+	+	+	+
Puntaje		1.7	1.0	1.7	2.2	1.9	1.0	0.8	1.0	1.2	1.5	1.5
(Grupo)		(G1)	(G3)	(G1)	(G1)	(G1)	(G3)	(G3)	(G3)	(G3)	(G2)	(G2)

De la revisión de los aspectos previamente mencionados, se ha seleccionado Chile para desarrollar el proyecto piloto a nivel conceptual debido a sus necesidades de almacenamiento en el corto y mediano plazo, así como condiciones habilitantes como su marco regulatorio y potencial de arbitraje atractivo. Dentro de los proyectos identificados en Chile, se ha seleccionado el proyecto más atractivo del Tipo 1 como piloto a ser diseñado a nivel conceptual en la segunda etapa de este estudio, el cual ha sido denominado Proyecto Pisagua. La selección de este proyecto obedece a ser representativo de la mayoría de los proyectos identificados.

5

PROYECTO PILOTO – PISAGUA

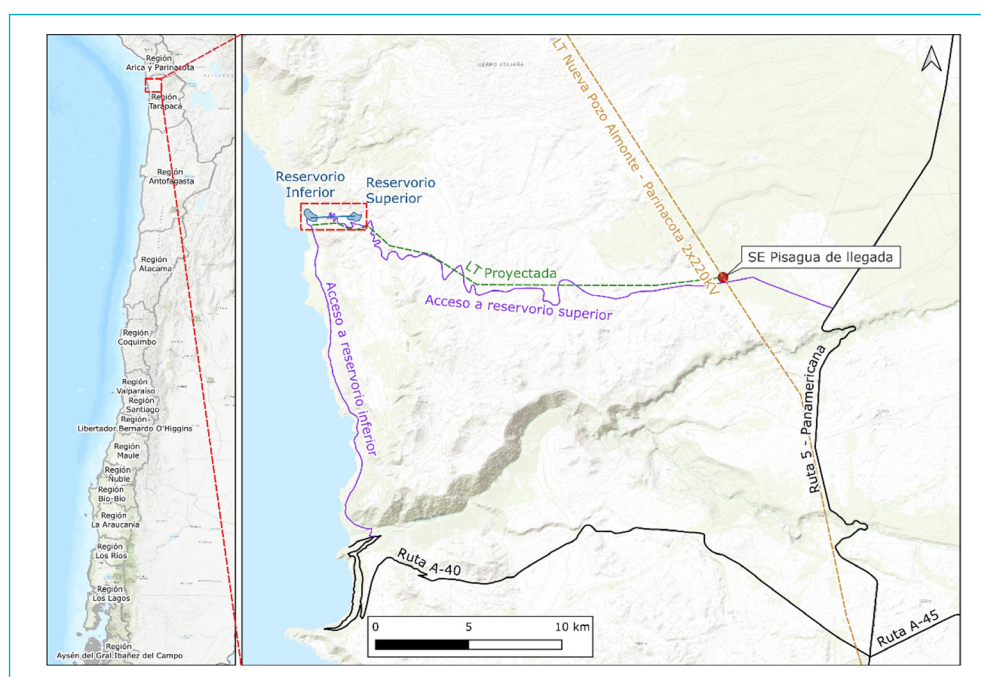


5.1 INFORMACIÓN BÁSICA

Ubicación y accesos

Está ubicada en la región Tarapacá, provincia Tamarugal, perteneciente a la zona costera de Chile, a 110 km aproximadamente de la ciudad Iquique y 1,900 km aproximadamente de Santiago de Chile. En la Figura 5-1 se observa que el acceso a la zona es limitado, por lo que se plantea una proyección de aproximadamente 36 km desde el embalse superior hasta la Ruta 5 - Panamericana y otra proyección de aproximadamente 20 km desde el reservorio inferior hasta la Ruta A-40.

Figura 5-1: Ubicación y acceso al proyecto Pisagua. La zona del proyecto (indicada en el mapa a la derecha) está mostrada en una escala mayor en la siguiente Figura 5-2.



Clima y precipitación

El proyecto se encuentra en un área de clima árido, desértico costero nuboso, con escasa precipitación. Como referencia, la ciudad de Iquique, ubicada a 102 km al sur de Pisagua, registra una precipitación anual acumulada de 0.9 mm, durante los meses de diciembre a marzo.

Geomorfología, geología y sismicidad

Las principales unidades morfológicas reconocibles son la planicie marina, Farellón Costero y Cordillera de la Costa (Börgel Olivares, 1983). Mientras que, según la carta geológica de Chile, presenta depósitos fluviales del pleistoceno, intrusivo lombriz y Depósitos aluviales del Oligoceno – Mioceno. Los eventos ocurridos en la cercanía de la zona de estudio del Proyecto Pisagua indican que la amenaza sísmica es bastante alta debido a su ubicación, geología y geomorfología y los valores de aceleración máxima, horizontal y vertical registrados en eventos anteriores históricos. En consecuencia, el proyecto debe considerar obligatoriamente el diseño sismorresistente siguiendo la normativa chilena e internacional vigente.

5.2 DISEÑO

5.2.1 Disposición general

La disposición del proyecto Pisagua se muestra en la Figura 5-2 (vista en planta) y la Figura 5-3 (vista en elevación), que está conformado por los siguientes componentes:

- Reservorio superior, con estructura de toma
- Pique de conexión y conducción superior
- Pique de presión, revestido con hormigón armado
- Túnel de alta presión, con blindaje de acero
- Túnel de desfogue, revestido con hormigón armado
- Chimenea de equilibrio de desfogue, con cámara superior y aireación
- Reservorio inferior con estructura de toma
- Complejo de generación de 640 MW, consistiendo en 3 cavernas
- Túnel de acceso al complejo de generación
- Túnel de cables y ventilación
- Desaladora para el primer llenado y complemento a la evaporación
- Camino de acceso al reservorio superior y al pique de presión
- Camino de acceso al complejo de generación, desaladora y reservorio inferior
- Línea de transmisión para la conexión al sistema interconectado

Figura 5-2: Disposición general del Proyecto Pisagua

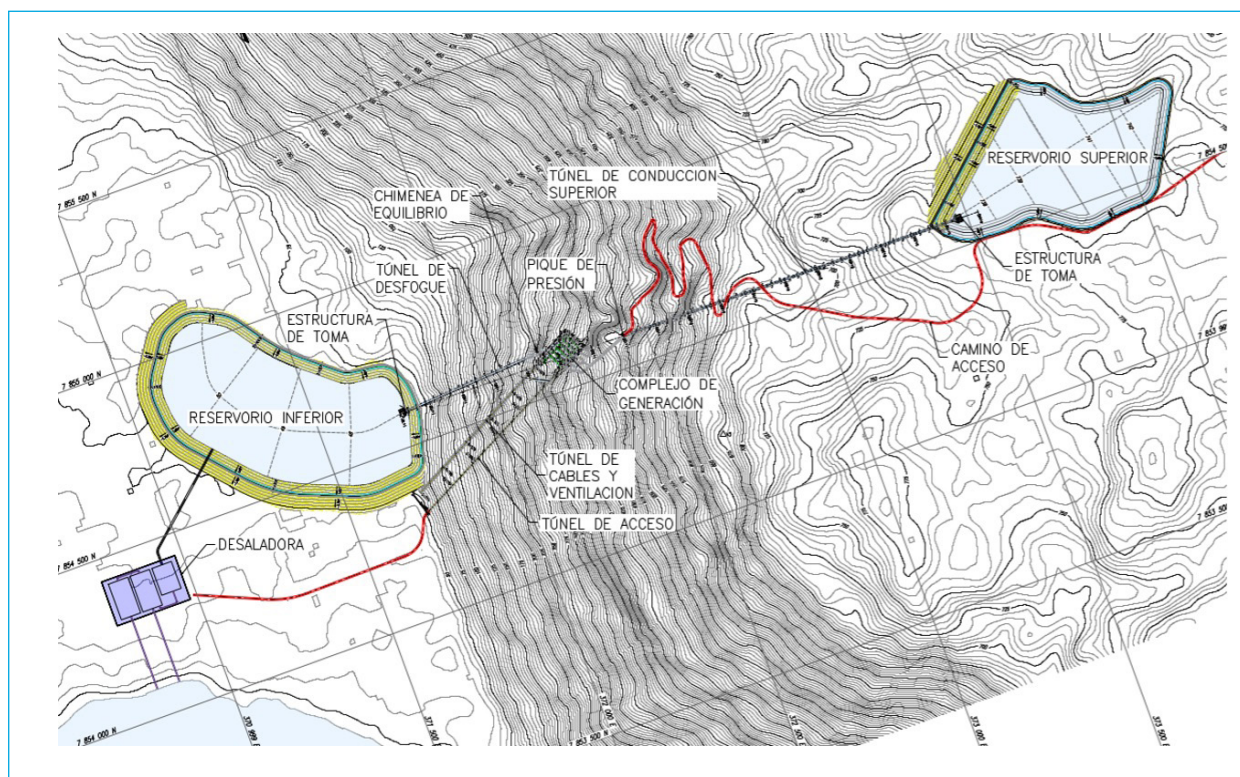
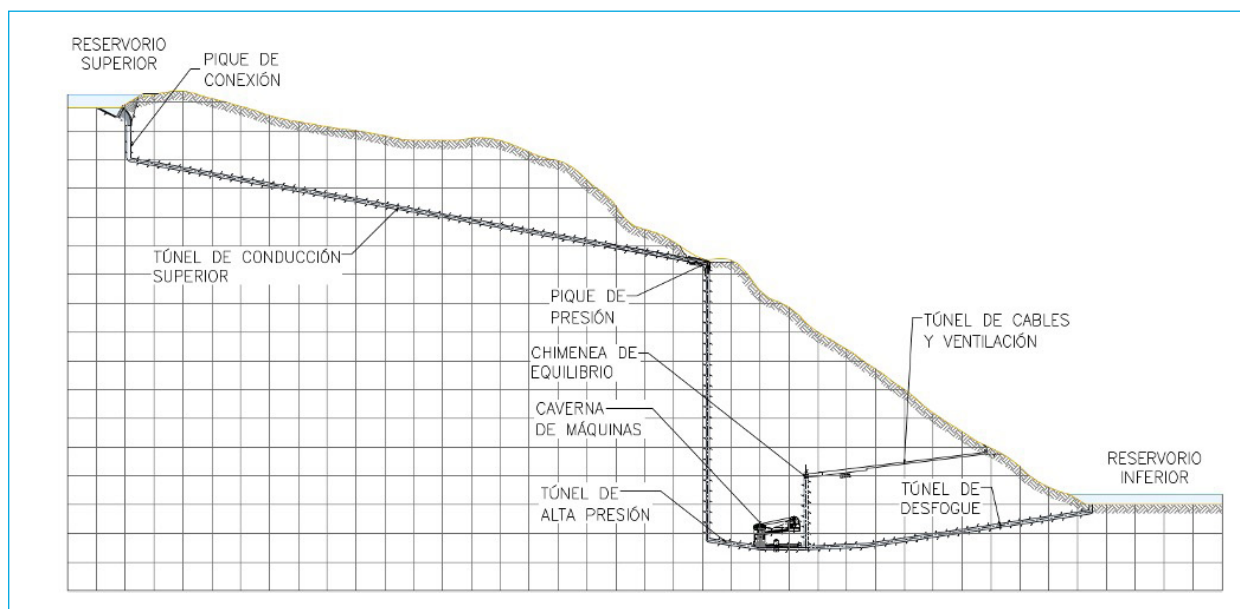
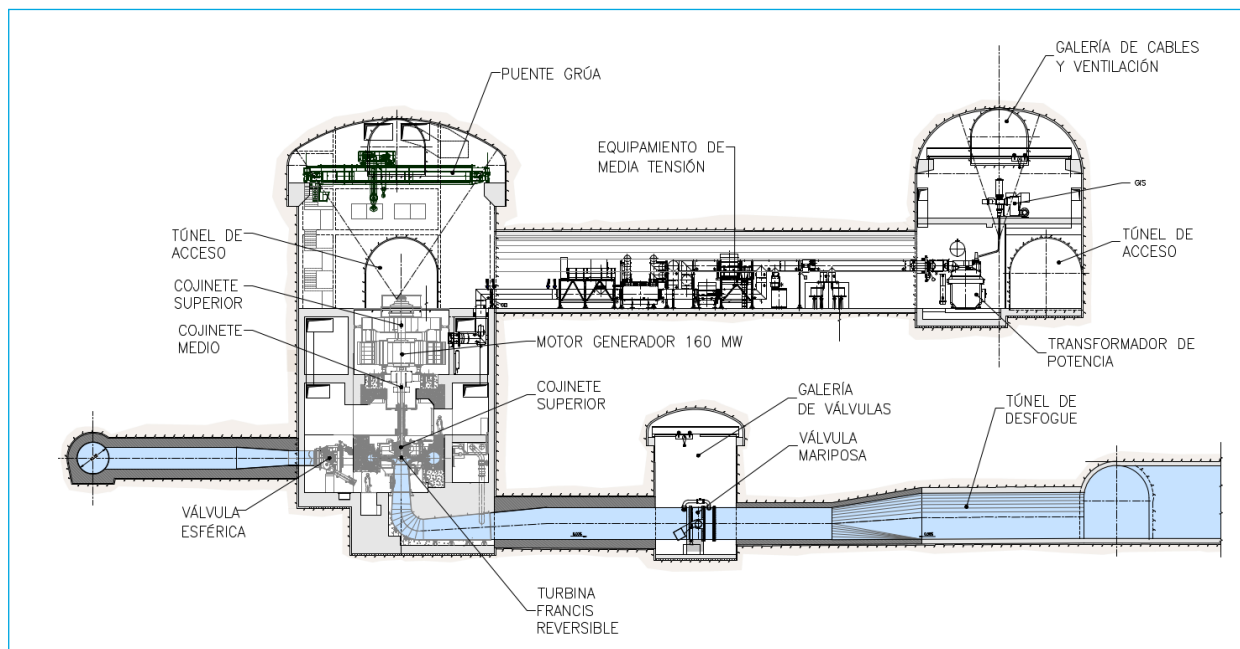


Figura 5-3: Vista en elevación del proyecto



Para el caso del complejo de generación, a manera de ejemplo, se muestra una vista con mayores detalles en la Figura 5-4.

Figura 5-4: Vista en elevación del complejo de generación



5.2.2 Reservorios

El **reservorio superior** se ubica en un valle alto con topografía favorable con un tiempo de llenado de 12 horas, permitiendo construir un dique sin volumen muerto ya que no recibe sedimentos ni aportaciones naturales. En la Tabla 5-1 se muestran los parámetros de diseño del reservorio superior.

Tabla 5-1: Parámetros de diseño del reservorio superior

Parámetro	Valor
Volumen útil	4.5 Mm ³
Nivel de corona	765 m s.n.m.
Nivel máximo de operación	763 m s.n.m.
Nivel mínimo de operación	738 m s.n.m.
Rango de variación de niveles	25 m

El reservorio inferior está asentado en la plataforma costera de condiciones topográficas y acceso muy favorables para el emplazamiento de un embalse mediante el trabajo de explanación. El reservorio no consideró un volumen muerto, ya que no recibe aporte de sedimentos o similares. La forma de llenado es realizada gracias a la extracción de agua del Océano Pacífico mediante un sistema de desalinización. En la Tabla 5-2 se muestran los parámetros de diseño del reservorio inferior.

Tabla 5-2: Parámetros de diseño del reservorio inferior

Parámetro	Valor
Volumen útil	4.5 Mm ³
Nivel de corona	70 m s.n.m.
Nivel máximo de operación	68 m s.n.m.
Nivel mínimo de operación	48 m s.n.m.
Rango de variación de niveles	20 m

En ambos reservorios se consideró la impermeabilización mediante una geomembrana y un sistema de drenaje para posibles filtraciones en el fondo del vaso.

5.2.3 Sistema de conducción

El **pique de conexión** inicia a continuación de la estructura de la toma superior, tiene 60 m de longitud y 6.5 m de diámetro. Luego, se encuentra la **conducción superior** que llega hasta una transición a codo superior del pique principal. Este túnel está conformado por dos tramos: el primero tiene un diámetro de 6.2 m y longitud de 400 m, mientras que el segundo tramo presenta un diámetro de 4.2 m, y longitud de 600 m.

El **pique a presión** continúa con un diámetro de 4.2 m y una longitud total de 480 m. Durante la etapa de construcción, muy posiblemente pertenezca a la ruta crítica del proyecto, dado que se construye en diferentes fases. La plataforma del pique se encuentra desfasado del reservorio, lo cual brinda la ventaja de tener dos construcciones grandes e independientes. La excavación es realizada mediante un raise - drill y posterior ensanche convencional.

El **túnel de alta presión** se dispone desde final del pique a presión hasta el complejo de generación y presenta una sección de 4.2 m de diámetro con blindaje de acero por todo su largo. Luego, se conecta al “manifold” de espina de pescado con los ramales correspondientes a cada unidad reversible.

El túnel de desfogue sirve para conectar el reservorio inferior con la caverna de máquinas con un 15% de pendiente. Opera permanentemente en condiciones de flujo a presión, sin embargo, los niveles de presión corresponden a los mínimos requeridos en relación con niveles de succión que requieren las unidades de turbo-bombeo, por lo que se esperan niveles bajos de presión (~70...80 m.c.a), los cuales permiten una baja exigencia en la composición del revestimiento, en este caso únicamente de revestido de shotcrete y solera de concreto.

La **chimenea de equilibrio** está conformada por un túnel (pique) de 10 m de diámetro, con una longitud de 120 m, el cual será conectado con una **cámara superior y aireación** de 300 m cuyo acceso desde la superficie está ubicado en la cota 173.4 m s.n.m.

La proyección del **túnel de acceso** a la caverna de máquinas y caverna de transformadores ha sido preliminarmente optimizada considerando pendientes límites ($S_o=15\%$) para reducir distancias y costos de construcción. El túnel de acceso a la casa de máquinas posee un diámetro de 7 m y 600 m de longitud total, mientras que el **túnel de cables y ventilación** tiene un diámetro de 4.5 m con una longitud de 500 m. Cabe precisar que ambos accesos proyectados tienen la salida cerca al embalse inferior.

5.2.4 Complejo de generación

El emplazamiento del complejo de generación con 640 MW se muestra en la Tabla 5-3 en la que se aprecia la integración con el sistema de conducción. En este sitio se esperan buenas condiciones geológicas para la excavación de roca y sostenimiento requerido en las cavernas. Como muestra del interior del complejo de generación, se presentó la Figura 5-4, mientras que los parámetros de diseño se listan en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Parámetros de diseño del complejo de generación

Parámetro	Valor
Número de unidades / tipo de unidades	4 x Francis
Capacidad instalada por unidad	160 MW
Capacidad instalada total	640 MW
Regulación de velocidad de las unidades	Cortocircuito hidráulico
Descarga de diseño por unidad (turbina)	26 m³/s
Descarga total de diseño (turbina)	104 m³/s
Descarga de diseño por unidad (bombeo)	21 m³/s
Descarga total de diseño (bombeo)	84 m³/s
Nivel de eje de turbina	21 m³/s

Se empieza con un prediseño de las **turbinas reversibles** o **turbinas-bombas** con una fijación del nivel de la línea central, la velocidad específica y las dimensiones principales a través de esquema tridimensional preliminar como base para el diseño civil de la caverna. Para la definición del nivel de la línea central se consideran los requisitos de garantía de cavitación por parte del cliente, así como los requisitos hidráulicos de las bombas.

A medida que la potencia y la velocidad de las turbinas están definidas, es posible realizar una estimación aproximada de las dimensiones y el peso de los **generadores**, para definir las fuerzas de cimentación y la capacidad principal de la grúa. Los requisitos de la red nacional definirán el factor de potencia y momento de inercia de los generadores.

A partir de la potencia aparente de los generadores, se selecciona la potencia aparente de los **transformadores**. La selección del sistema de refrigeración depende de la ubicación de la instalación. Por otro lado, el nivel de alta tensión y la conexión de punto de estrella, así como la decisión de “load tap changer” o “off load tap changer”, depende, entre otros, de los requisitos locales de la red.

El diseño de los **conductos de barras generador** depende principalmente de la corriente en la carga nominal. Después, el tipo y diseño de los conductos de barras de generadores pueden ser definidos. Esto también tiene un impacto importante en el diseño de la caverna de máquinas.

5.2.5 Planta Desaladora

La desalinización en Chile se desarrolla principalmente usando la tecnología de ósmosis inversa, donde la energía representa el 44% de los costos operacionales. Gracias a mejoras en la eficiencia de los sistemas, los precios del agua desalada han bajado a alrededor de USD 0.5/m³, en contratos de gran volumen (IEA, 2021).



Actualmente, la inclusión de agua desalinizada en esquemas almacenamiento por bombeo cobra valor relevante en zonas con recursos hídricos escasos o limitados y cercanías al mar, con ejemplos de proyectos en desarrollo a nivel global en zonas como el medio oriente y Chile. Sin embargo, la desalinización consume mucha energía y puede afectar negativamente el medio ambiente, especialmente por la descarga de salmuera concentrada que impacta los ecosistemas marinos y contiene químicos contaminantes. Como medidas de mitigación, se puede diluir la salmuera antes de su descarga o liberarla a mayor profundidad, y en el caso del proyecto Pisagua, la estrategia es usar energía solar fotovoltaica para reducir el impacto ambiental.

5.2.6 Conexión al sistema eléctrico

El análisis de conexión del proyecto al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) implica identificar las instalaciones de transmisión en la zona, clasificadas como nacionales, zonales o dedicadas. La conexión se solicita al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) a través de la plataforma de Acceso Abierto. Dependiendo del tipo de instalación, la conexión a una red general se realiza mediante una Solicitud de Acceso de Conexión (SAC), mientras que para instalaciones dedicadas se requiere una Solicitud de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD) o una declaración de proyecto fehaciente si son propias.

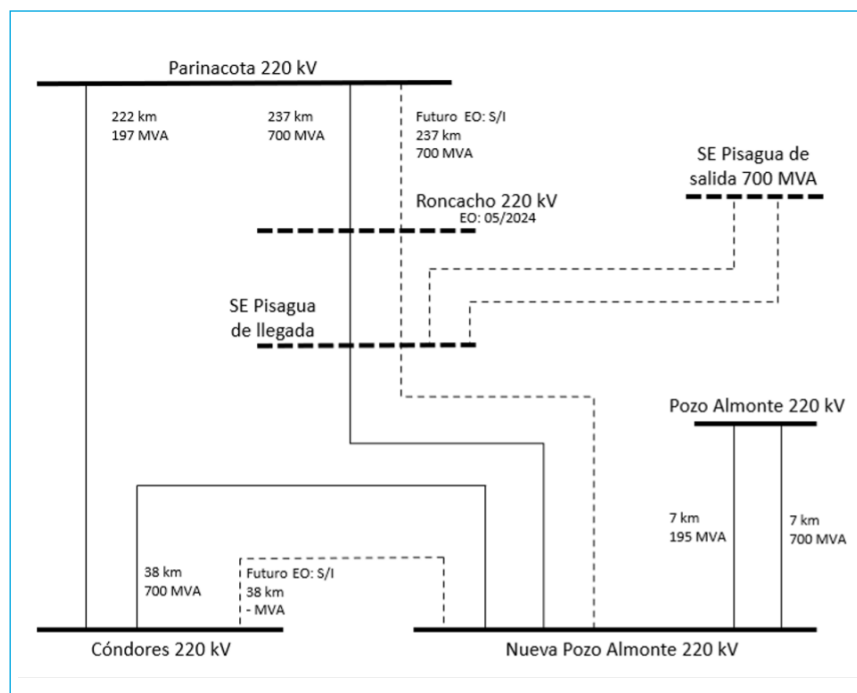
El CEN evalúa la admisibilidad de las solicitudes y aprueba o desaprueba el punto de conexión propuesto por la parte interesada, quien debe realizar y presentar los análisis correspondientes. Este proceso incluye la verificación del espacio físico en las subestaciones, así como la capacidad técnica para la inyección y retiro de energía, considerando tanto las barras como las líneas interconectadas.

El proyecto consiste en una **estación de bombeo de inyección** y retiro de energía de 640 MW de capacidad, en una tensión de 220 kV equivalente a una corriente de 1,680 A aproximadamente, por lo que, para evacuar energía, se contempla una línea de doble circuito que implica tener 2 paños de conexión.

Las **instalaciones de transmisión** existentes en las proximidades del proyecto son dos líneas de transmisión de 220 kV cada una y 4 subestaciones con niveles de tensión de 220 kV, cuya topología se muestra en la Figura 5-5.

La legislación no permite la conexión en tap-off⁷ en líneas de transmisión de 220 kV que pertenezcan al sistema de transmisión nacional o zonal, por lo tanto, para poder realizar la conexión en la línea 2x220 kV Nueva Pozo Almonte – Parinacota, la forma de conexión en esta red es mediante la construcción de una **subestación de interconexión** que seccione las líneas y que disponga de paños para la conexión del proyecto.

Figura 5-5: Topología de la red eléctrica de 220 kV en las proximidades del proyecto.



⁷ Conexión directa en una línea de transmisión, conexión en derivación.

Se debe construir una **subestación seccionadora** en la línea 2x220 kV Roncacho – Nueva Pozo Almonte, por consiguiente, se debe proponer la obra en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión. Esta subestación estaría ubicada en las cercanías del proyecto a una distancia de 35 km, aproximadamente (ver Figura 5-1).

La subestación deberá tener una configuración de interruptor y medio con una diagonal para seccionar el circuito de la línea 2x220 kV Roncacho-Nueva Pozo Almonte. Para la exitosa conexión se contempla la construcción de dos medias diagonales y el espacio adicional para la conexión de nuevos proyectos.

La alternativa propuesta se sustenta en la creciente necesidad de interconexión y la incorporación de nuevos proyectos de almacenamiento en el norte grande. Esta opción, además, requiere la construcción de una línea de transmisión de menor extensión, por lo tanto, resulta económicamente viable.

5.3 IMPACTOS AMBIENTALES, SOCIALES Y ARQUEOLÓGICOS

De acuerdo con las características del proyecto, le corresponde ingresar al servicio de evaluación ambiental (SEIA), a través de un **Estudio de Impacto Ambiental**, dado que el proyecto contempla la generación de efectos, características o circunstancias indicadas en el artículo 11 de la ley 19.300, en los literales b) y f) de la ley sobre el sistema de evaluación ambiental.

El área de influencia está definida por el alcance de las componentes, obras y acciones de un proyecto, considerando su localización y temporalidad, con respecto a las emisiones, efluentes, residuos, uso o intervención de recursos naturales, mano de obra, suministros, lo que permite conocer la normativa aplicable a la tipología del proyecto y los permisos ambientales sectoriales (PAS) que correspondan. El contenido según los elementos y objetos de protección y atributos del área de influencia se encuentran en el artículo 18 del reglamento del SEIA (letra e) y la guía de áreas de influencia.⁸

El año 2015 ingresó al sistema de evaluación ambiental, la declaración de impacto ambiental del proyecto “Planta Desaladora de Pisagua”, siendo aprobada el año 2017. El proyecto considera la **extracción de un caudal de agua de mar** del orden de 8 l/s, mientras que la planta desaladora está diseñada para producir aproximadamente 4 l/s de agua potable. El monto de inversión estimado para este proyecto es de 2.5 Mío USD.⁹

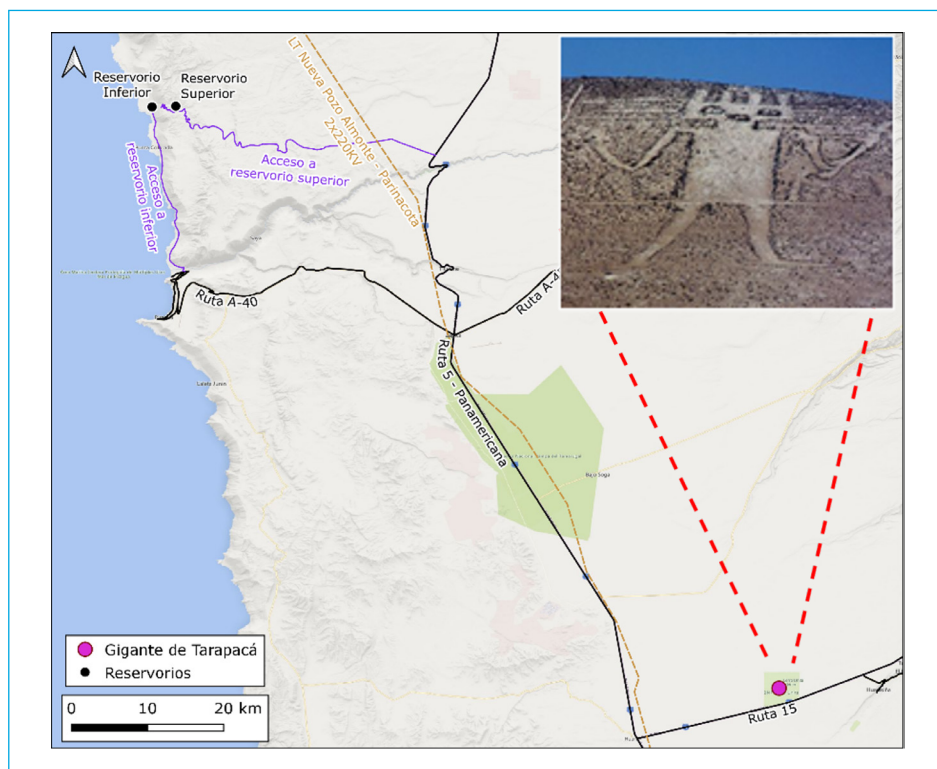
Sin embargo, dado que la demanda de agua potable de la comuna de Pisagua no ha mostrado un aumento en el consumo que requiera el ingreso de nuevas fuentes alternativas en el corto plazo, la ejecución del proyecto se ha decidido aplazar.

En marzo de 2024 fue publicado el Decreto Supremo que declara **área marina costera protegida de múltiples usos** al mar de Pisagua. El área de protección consta del cuidado de 734 km² y se encuentra ubicada frente a la costa de la comuna de Huara, tal como se observa en la Figura 5-6 en el área achurada.

⁸ Servicio de Evaluación Ambiental, 2017. Guía Área de influencia en el SEIA.

⁹ Declaración de Impacto Ambiental, Planta Desaladora de Pisagua.

Figura 5-7: Ubicación del gigante de Tarapacá. (Fuente: Patrimonios Nacionales de Chile).



5.4 ANÁLISIS TENTATIVO DE RIESGOS Y MEDIDAS DE MITIGACIÓN

El desarrollo de una central reversible conlleva riesgos que deben ser identificados, evaluados y mitigados tanto durante la construcción como en la operación del proyecto, con el objetivo de maximizar beneficios y minimizar impactos negativos en el medio natural y asegurar su éxito y seguridad. El proceso de evaluación de riesgos se puede dividir en los siguientes pasos:

- **Identificación del riesgo (definición de los peligros y la vulnerabilidad del medio).**
- **Evaluación de riesgos.**
- **Desarrollo de una estrategia de mitigación.**
- **Reevaluación de los riesgos (residuales)**

Adicionalmente, los riesgos se clasifican principalmente en riesgos geológicos, geotécnicos, sísmicos, eléctricos, costeros, ambientales y sociales.

En general, muchos riesgos pueden ser identificados y tratados en diferentes etapas del proyecto (estudio conceptual, prefactibilidad, factibilidad), sin embargo, aquellos con posibles consecuencias económicas importantes ocurren durante la etapa de construcción y operación de la central reversible, donde las acciones son de mitigación del riesgo existente. Por ello, una identificación temprana de

riesgos es fundamental para plantear las medidas de mitigación necesarias y reducir los impactos del proyecto. En la Tabla 5-4 y Tabla 5-5 se muestran las matrices de evaluación de riesgo para el proyecto Pisagua, durante la etapa de construcción y operación respectivamente.

Tabla 5-4: Matriz de evaluación de riesgos más significativos durante la construcción

Riesgo	Descripción	Causas	Impactos	Riesgo existente	Medidas de mitigación	Riesgo esperado
Geológico - Geotécnico	Daños en el reservorio inferior	Inestabilidad del material aluvial y/o caída de rocas	Roturas y asentamientos	Medio	Usar cimentaciones más robustas, con profundidades conservadoras	Bajo
Sismicidad	Integridad de estructuras comprometidas	Sismo mayor al de diseño	Rotura de estructuras	Alto	Asegurar un alto estándar de procesos constructivos que cumplan con el diseño sismorresistente	Medio
Eléctrico / Interconexión	Expansión sin considerar nueva S.E seccionadora	Panel de expertos determina como obra no urgente. Retraso red de transmisión 2	Retraso de la conexión del proyecto	Medio	Presentar la justificación oportuna para los sistemas de almacenamiento en el norte y la S.E se incluya en el plan de expansión	Bajo
Social	Conflictos sociales con comunidades de pescadores	Retraso red de transmisión 2 Uso de tierras	Paralización de obra, cierre de accesos	Alto	Implementar y aplicar el plan de gestión social que involucre a grupos de interés a llegar y respetar acuerdos	Bajo

Tabla 5-5: Matriz de evaluación de riesgos más significativos durante la operación

Riesgo	Descripción	Causas	Impactos	Riesgo existente	Medidas de mitigación	Riesgo esperado
Geológico Geotécnico	Erosión de reservorios	Activación de quebradas por lluvias intensas	Daño estructural y acumulación de sedimentos	Medio	Cumplimiento del mantenimiento e inspecciones periódicas para una rápida identificación de problemas para su inmediata restauración.	Bajo
Sismicidad	Fallas geológicas cerca de los reservorios	Fuerzas tectónicas sobre la corteza terrestre	Deformaciones y rupturas que provocan inestabilidad en las estructuras.	Alto	Inspección después de un sismo, controles de piezómetros e inclinómetros.	Bajo
	Agrietamiento de las estructuras	Sismo mayor al de diseño y activación de nuevas fallas	Rotura de estructuras provocando la suspensión de operación	Medio	Evaluación de daños y reparación de la estructura.	Medio
	Inundación de estructuras superficiales inferiores	Tsunami	Daño / rotura de estructuras y afectación de vidas	Medio	Establecer un plan de evacuación y resguardo. Evaluación de daños y reparación de estructuras afectadas.	Medio

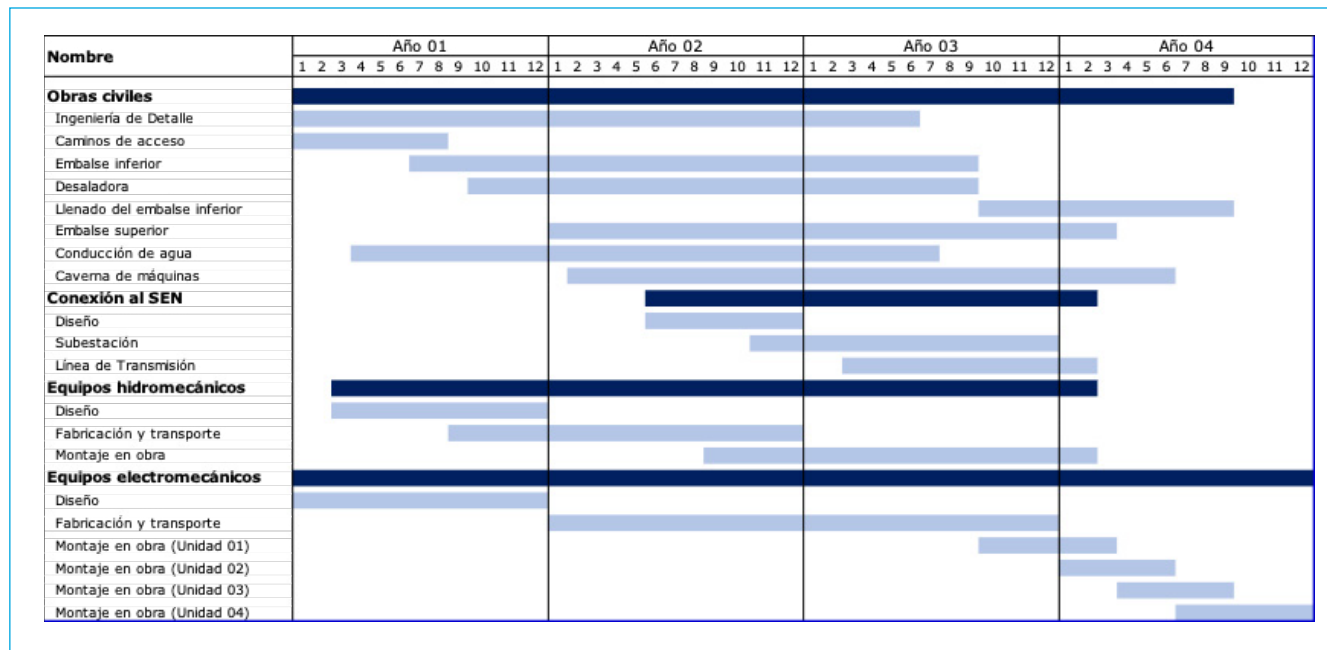
5.5 CRONOGRAMA Y CAPEX PRELIMINAR

Dada la complejidad del proyecto y la necesidad de coordinar diversas actividades y recursos, el cronograma se divide en cuatro principales partidas:

- **Obras civiles:** movilización, caminos de acceso, embalse superior e inferior con sus tomas respectivas, conducción, caverna de máquinas, y desaladora.
- **Equipos hidromecánicos:** ingeniería de fabricación, instalación, tubería forzada, compuertas de toma inferior y superior.
- **Conexión al SEN:** línea de transmisión y subestación de llegada.
- **Equipos electromecánicos:** ingeniería de detalle, instalación, fabricación y transporte, montaje en obra y balance de planta.

La ejecución del proyecto está prevista para 48 meses, a partir del inicio de actividades. En la Figura 5-8 se muestra el **cronograma tentativo** del proyecto. De acuerdo con el planteamiento, las obras civiles serán ejecutadas durante 45 meses, en paralelo con la fabricación de los equipos hidromecánicos. El camino crítico del proyecto está marcado por el diseño, la fabricación, transporte y montaje del equipamiento electromecánico que tomará en total 48 meses, para la implementación de las cuatro (4) unidades de generación.

Figura 5-8: Cronograma tentativo del proyecto Pisagua



Para el análisis se consideró 12 horas de almacenamiento y un volumen de cada reservorio igual a 4.5 Mm³. Cabe resaltar que el análisis realizado tiene como fundamento los precios por ratios, de acuerdo con la experiencia de AFRY en proyectos similares. La cuantificación de las componentes se ha realizado según los esquemas presentados en los planos. En el caso de las obras electromecánicas, la ratio considerada es por kW; la desaladora, en m³/día; y la conexión al grid, en km de LT y un

precio global por la subestación. Asimismo, para obtener los costos de desarrollo y contingencia, el porcentaje empleado corresponde a un 7.5% y 10%, respectivamente, a partir de la suma de los subtotales anteriores.

Como parte de los costos de desarrollo en los dos casos analizados, están considerados tanto los costos asociados a arriendos de terrenos (zonas eriazas de dominio fiscal), tramites y permisos (ambientales, concesiones marítimas, de generación, servidumbres, etc.), así como la ingeniería y supervisión. la Tabla 5-6 muestra los resúmenes del **CAPEX del proyecto**, para el proyecto con 12 horas de almacenamiento.

Tabla 5-6: Resumen del Capex

Ítem	Descripción	MUSD
1.00	Obras civiles	212.1
1.01	Obras preliminares y caminos de acceso	15.3
1.02	Reservorio superior con estructura de toma	32.7
1.03	Pique de conexión y conducción superior	16.6
1.04	Pique de presión	12.0
1.05	Túnel de alta presión	7.8
1.06	Túnel de desfogue	12.0
1.07	Chimenea de equilibrio de desfogue	2.7
1.08	Reservorio inferior con estructura de toma	28.2
1.09	Complejo de generación de 640 MW	20.5
1.10	Túnel de acceso al complejo de generación	4.2
1.11	Túnel de cables y ventilación	2.0
1.12	Ítems varios (2%)	3.1
Subtotal	Costo directo	157.1
1.13	Gastos generales (25%)	39.3
1.14	Utilidad (10%)	15.7
2.00	Equipos electromecánicos	224.0
3.00	Desaladora	18.8
4.00	Conexión al sistema interconectado	27.3
5.00	Costos de desarrollo	36.2
6.00	Contingencia (10%)	51.8
	Total	570.1

5.6 EVALUACIÓN ECONÓMICA

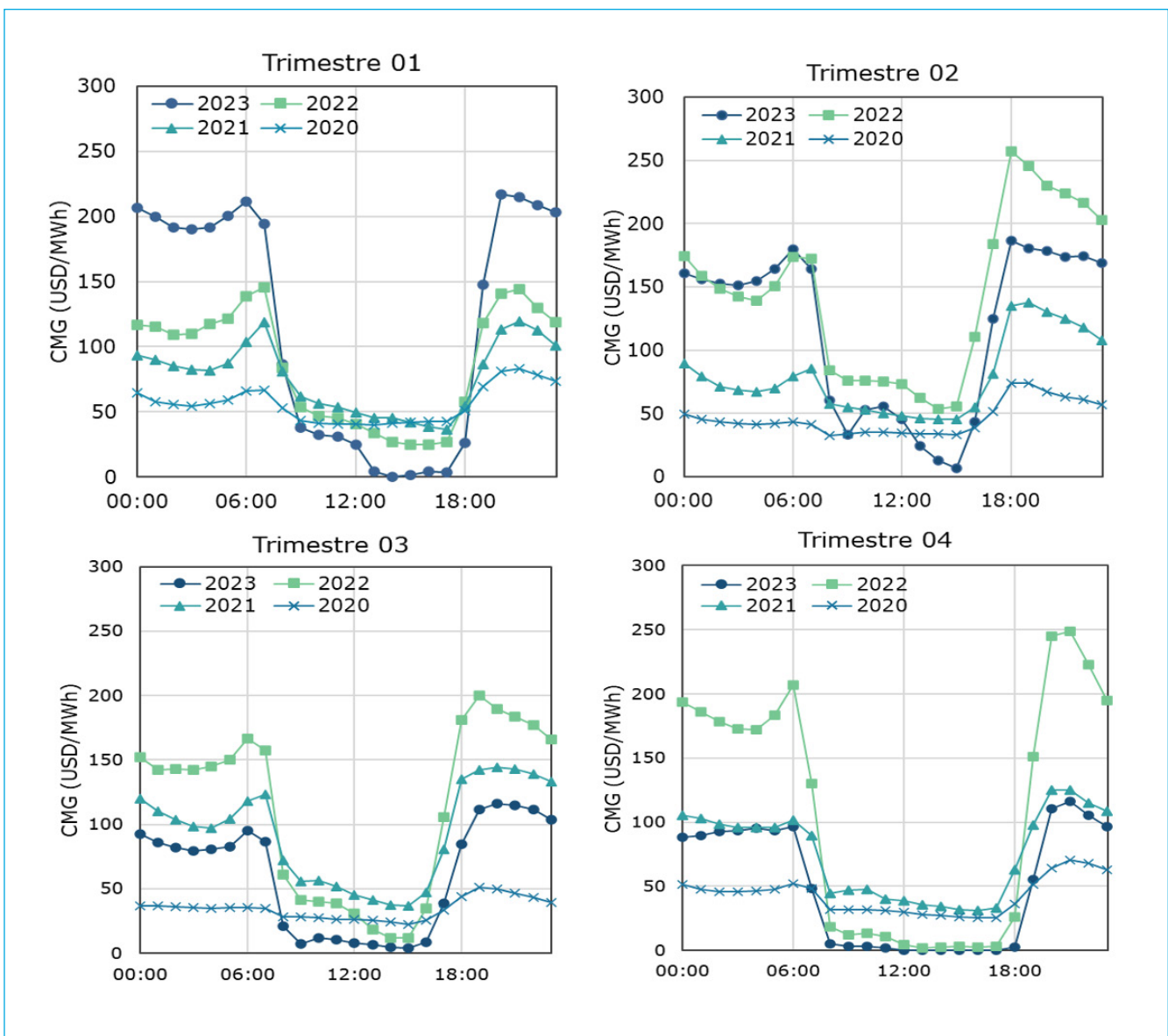
La evaluación económica del proyecto está basada en el análisis de costo marginal de generación y la tasa interna de retorno:

- El costo marginal de generación, a veces también llamado Costo Unitario Dinámico o DUC, se refiere al precio unitario del costo marginal de venta de la energía para el que el valor actual neto de la inversión es igual al valor actual neto de los beneficios futuros (debido a las ventas de energía menos los costos de operación y mantenimiento) considerando una tasa de descuento definido.
- La Tasa Interna de Retorno (TIR) representa la tasa de descuento para la que el valor actual neto de la inversión sea igual al valor actual neto de los beneficios futuros considerando un precio de venta de energía definido. En otras palabras, representa el rendimiento esperado de una inversión.

Asimismo, se considera el ingreso neto por venta de energía, cuyo cálculo específico se detalla a continuación.

El Coordinador Eléctrico Nacional, publica periódicamente los costos marginales reales para cada hora de operación del sistema, en sus diferentes nodos. Para el caso del proyecto Pisagua, el nodo más cercano al punto de conexión corresponde a la subestación Parinacota, en su barra de 220 kV. Para desempeñar los análisis económicos en torno al costo marginal del nodo más cercano, se caracteriza su operación como el costo marginal promedio de cada hora para cada trimestre de los últimos 4 años (ver Figura 5-9). A modo referencial, se identifica un día de semana promedio que permita reconocer los bloques horarios con claras tendencias en la diferencia de precios que benefician el arbitraje de energía, y su evolución dentro de los últimos años.

Figura 5-9: Día promedio de Costo Marginal del mercado Spot (CMG), para la Barra Parinacota 1 (220 kV), para los 4 trimestres, para los años 2020 a 2023.



En resumen, los valores promedios de los años 2020-2023 evaluados se muestran en la Tabla 5-7:

Tabla 5-7: Ingreso neto promedio por venta de energía durante 2020-2023

Ítem	Descripción	T1	T2	T3	T4	Σ 4 años
Energía generada (turbinada)	[MWh]	506,688	488,342	459,264	574,080	2,028,374
Ingreso neto 2020-2023	[MUSD]	34.22	25.40	27.44	43.93	131.00
Ingreso por venta de energía	[USD/MWh]	67.55	52.01	59.76	76.52	64.58

De la Tabla 5-7, el ingreso por venta de energía en promedio (2020-2023) es de 65 USD/MWh aproximadamente, considerado como dato de referencia para el análisis económico.

La evaluación económica del proyecto se basa en los siguientes **datos de entrada**:

- Generación por turbinar, promedio anual: 2,028 GWh (ver Tabla 5-7)
- CAPEX planta reversible de 640 MW: 570 MUSD
- Flujo de caja durante la construcción: 30%/30%/30%/10% en año 1/2/3/4
- OPEX promedio anual: 8.6 MUSD (= 1.5% del CAPEX total)

Para el cálculo del **costo marginal** y análisis de sensibilidad respectivo, se ha considerado un rango para el periodo de retorno entre 15 a 25 años y un rango de tasa de descuento de 5% a 8.5%. Se realizó la simulación económica en base de los valores de CAPEX, OPEX y generación de energía indicados. En la Figura 5-10 se muestra el costo marginal del proyecto reversible Pisagua, en función del periodo de retorno y tasa de descuento.

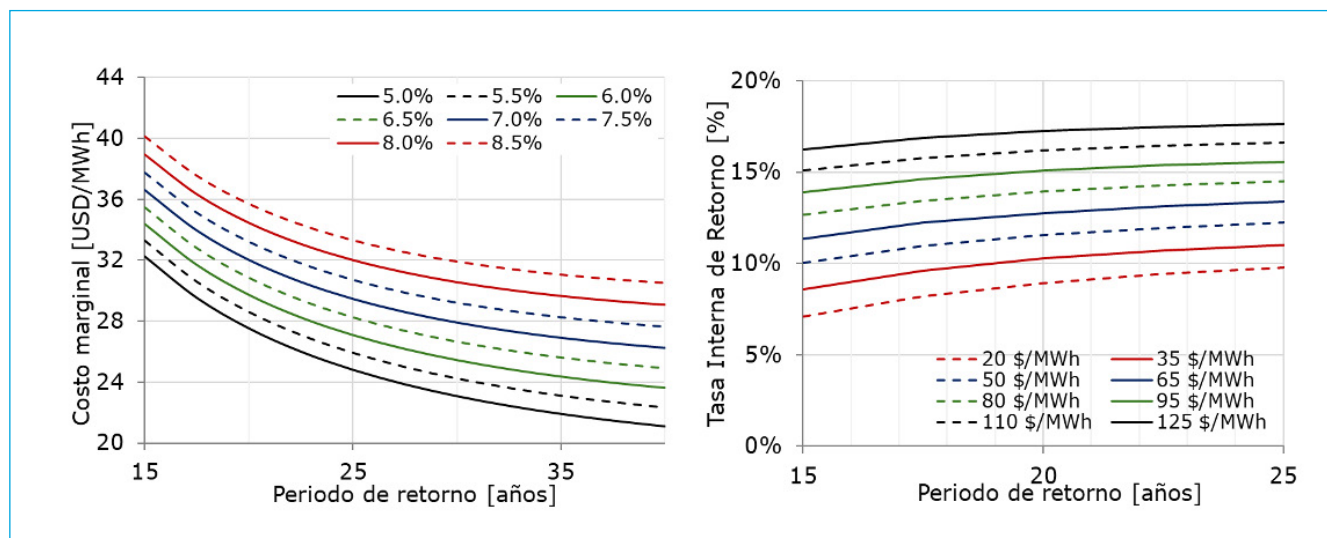
Del análisis realizado, para un periodo de retorno de 20 años a una tasa de interés de 7%, se obtiene un costo marginal de 32 USD/MWh.

Para la determinación de la **tasa interna de retorno (TIR)** y su análisis de sensibilidad, se ha considerado un periodo de retorno entre 15 a 20 años y un rango de variación de los ingresos netos por venta de energía (luego de descontar el costo por compra de energía para bombear), entre 40 USD/MWh a 75 USD/MWh. Se realizó la simulación económica en base de los valores de CAPEX, OPEX y generación de energía indicados.

En la Figura 5-10 se muestra la TIR del proyecto reversible Pisagua, en función del periodo de retorno y de los ingresos netos por MWh de energía turbinada (luego de descontar el costo por compra de energía para bombear).

Para un periodo de retorno de 20 años a un ingreso neto por venta de energía de 80 USD/MWh se obtiene una TIR de ~14%, que es un indicador de la alta rentabilidad del proyecto. Si el ingreso neto por venta de energía sube a 95 USD/MWh la TIR alcanza ~15.1%, mientras, con un ingreso neto por venta de energía reducida a 65 USD/MWh, la TIR bajaría a 12.8%.

Figura 5-10: (Izq.) Costo marginal del proyecto reversible, en función del periodo de retorno y tasa de descuento. (Der.) Tasa Interna de Retorno, en función del periodo de retorno y de los ingresos netos¹¹ por MWh de energía turbinada (luego de descontar el costo por compra de energía para bombear).



Cabe señalar que, si la tarifa de baja demanda sube y la tarifa de alta demanda se mantiene, el ingreso neto bajará. Este riesgo comercial se puede eliminar, si se incluye al esquema una planta solar fotovoltaica, formando en conjunto una “planta híbrida”, la cual se describe y analiza en la siguiente sección 5.7.

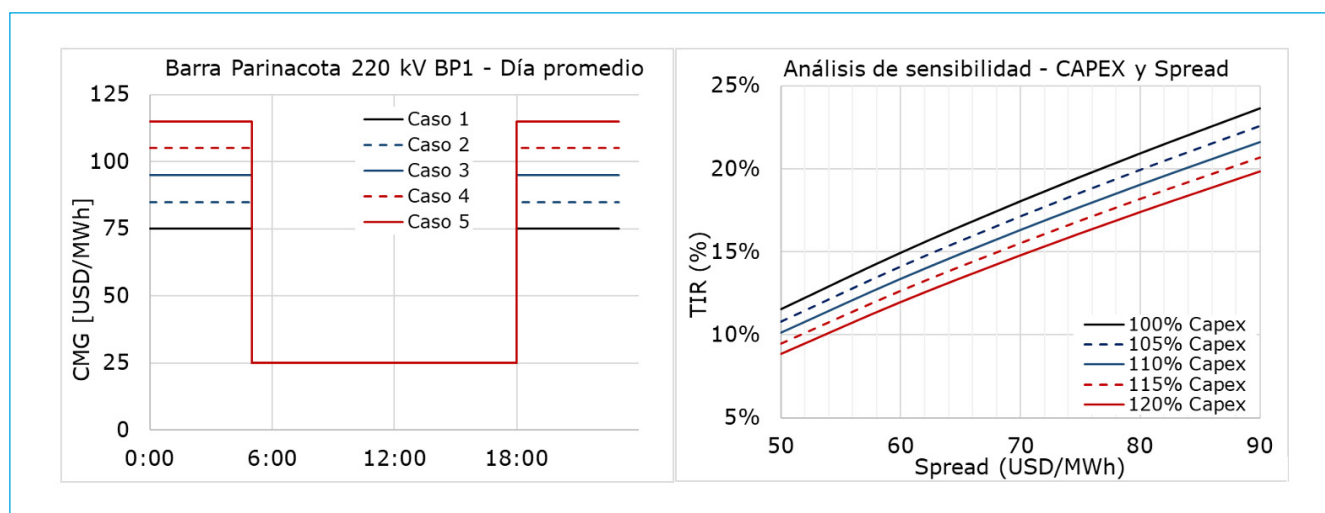
● **Análisis de sensibilidad**

Pronosticar la futura variación del spread es una tarea compleja, dada la alta variabilidad que se ha registrado en los últimos años. Por ello, es importante analizar la sensibilidad de la Tasa Interna de Retorno en función del “spread” en USD/MWh, variándolo entre 50 y 90 USD/MWh, como es mostrado en el primer gráfico de la Figura 5-11. Cada curva indica la variabilidad de la TIR, en función del spread, para un diferente valor (en %) de excedencia del CAPEX (hasta 20% encima de lo estimado incl. contingencias), para un periodo de retorno de 20 años.

En la siguiente gráfica de la Figura 5-11, se muestra el costo marginal del mercado Spot (CMG) promediado, durante el transcurso de un día típico, de manera referencial y simplificado, obteniendo los valores del spread entre 50 USD/MWh y 90 USD/MWh, según lo previamente indicado:

¹¹ Los ingresos netos por MWh de energía turbinada (luego de descontar el costo por compra de energía para bombear) tienen correlación con el “spread”, pero son notablemente inferiores (= diferencia promedio entre tarifas de horas de punta y de valle). La razón de la diferencia son las pérdidas (hidráulicas, mecánicas, eléctricas) durante el modo de bombeo que reducen la cantidad de agua disponible para turbinar y, por ende, los ingresos.

Figura 5-11: (Izq.) Costo marginal del mercado Spot (CMG) promediado, durante el transcurso de un día típico, obteniendo los valores del spread entre 50 y 90 USD/MWh, de manera referencial. (Der.) Análisis de sensibilidad de la TIR del proyecto en función del spread (USD/MWh) y la excedencia del CAPEX, para un periodo de retorno de 20 años.



La Tabla 5-8 indica el cálculo de los valores “spread” en base de los costos marginales del mercado Spot (CMG) promediados. También indica, en su última fila, los ingresos netos por MWh de energía turbinada (luego de descontar el costo por compra de energía para bombear), en los cuales se basó el análisis de sensibilidad.

Tabla 5-8: Spread e ingresos netos por MWh, como datos de ingreso para el análisis de sensibilidad

Caso	Unidades	1	2	3	4	5
Generación (hora punta)	[USD/MWh]	75	85	95	105	115
Bombeo (tarifa valle)	[USD/MWh]	25	25	25	25	25
Spread	[USD/MWh]	50	60	70	80	90
Ingreso por venta	[USD/MWh]	42.9	52.9	62.9	72.9	82.9

Para el escenario de no excedencia del 100% de CAPEX y un spread de 50 USD/MWh, se obtiene una TIR de 11.5%, la cual sube a 14.9% y a 18.0%, si el spread aumenta a 60 USD/MWh y a 70 USD/MWh, respectivamente. Por otro lado, para el escenario de 10% excedencia del CAPEX y un spread de 50 USD/MWh, la TIR baja a 10.1%. Si el spread aumenta a 60 USD/MWh y a 70 USD/MWh, se obtiene una TIR de 13.4% y 16.3%, respectivamente. Finalmente, para el escenario de 20% excedencia del CAPEX (incl. contingencias) y un spread de 60 USD/MWh, se obtiene una TIR de 12.0%, la cual sube a 14.8% y a 17.4%, si el spread aumenta a 70 USD/MWh y a 80 USD/MWh, respectivamente.

Estos resultados demuestran la robustez del comportamiento económico del proyecto Pisagua y su alto nivel de resiliencia contra sobrecostos (CAPEX +20%) y valores spread reducidos.

En los análisis documentados en las secciones anteriores, de manera conservadora, no se han tomado en cuenta potenciales ingresos adicionales por capacidad de brindar **servicios complementarios** como la regulación de frecuencia, control de tensión y arranque autónomo, entre otros.

De acuerdo con un estudio de la (IRENA, 2020), que valora los servicios de almacenamiento para propiciar la integración de fuentes de generación renovables con intermitencia, se obtuvo resultados indicativos donde las ganancias por servicios auxiliares representan aproximadamente el 30% del total, como resultados de estudio de casos específicos. Por otra parte, la IEA¹², indica que la venta de energía sigue siendo la principal fuente de ingresos de las centrales hidroeléctricas que operan en mercados eléctricos liberalizados. Los ingresos de las centrales por servicios auxiliares oscilan entre el 1% y el 5% de sus ingresos. Aunque muchas centrales, incluidas las hidroeléctricas, obtienen ingresos adicionales ofreciendo servicios auxiliares que aportan flexibilidad, la remuneración media es de 0.5-2.5 USD/MWh, muy inferior al precio medio diario de la electricidad, igual a 25-60 USD/MWh en muchos mercados mayoristas.



De los resultados obtenidos del análisis económico, queda la interrogante del poco o escaso desarrollo de proyectos de plantas reversibles frente a la alta rentabilidad que presentan. Algunas razones tienen que ver con las barreras para su desarrollo, entre las principales a ser superadas: el mercado de energía, mercado de capacidad y el mercado de servicios complementarios¹³.

5.7 PLANTA HÍBRIDA

Adicionalmente al análisis de la planta reversible para el Proyecto Pisagua, se ha planteado un escenario que considera la inclusión de una planta solar fotovoltaica de capacidad de 1200 MW. De esta manera, la energía requerida para el bombeo será abastecida por la planta solar, evitando de comprar energía del SEN. A continuación, se da cuenta del esquema, CAPEX y análisis económico correspondiente, que permitirá un análisis comparativo con los resultados de la sección anterior.

En la Figura 5-12, se muestra el **esquema conceptual** de la ubicación de las zonas donde se implementará la planta solar. Debido a la disponibilidad de sectores con pendientes menores a 10 %, se escogen los que cumplen con esta condición y se encuentren cerca a los reservorios.

Considerando una ratio conservadora de 1.5 ha/MW instalado, para los 1,200 MW propuestos, se requiere 1,800 ha o 18 km² de terreno. En ese sentido, se han seleccionado dos sectores que en suma alcancen el área total. Cabe mencionar que la verificación de la disponibilidad de terrenos (si es propiedad de un tercero) se deberá evaluar en una siguiente etapa del estudio.

¹² Hydropower Special Market Report -Analysis and forecast to 2030, International Energy Agency (IEA), 2021.

¹³ Banco Interamericano de Desarrollo. Centrales Hidroeléctricas Reversibles: Identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica (2022)

Figura 5-12: Esquema conceptual de la ubicación de la planta solar para el Proyecto Pisagua

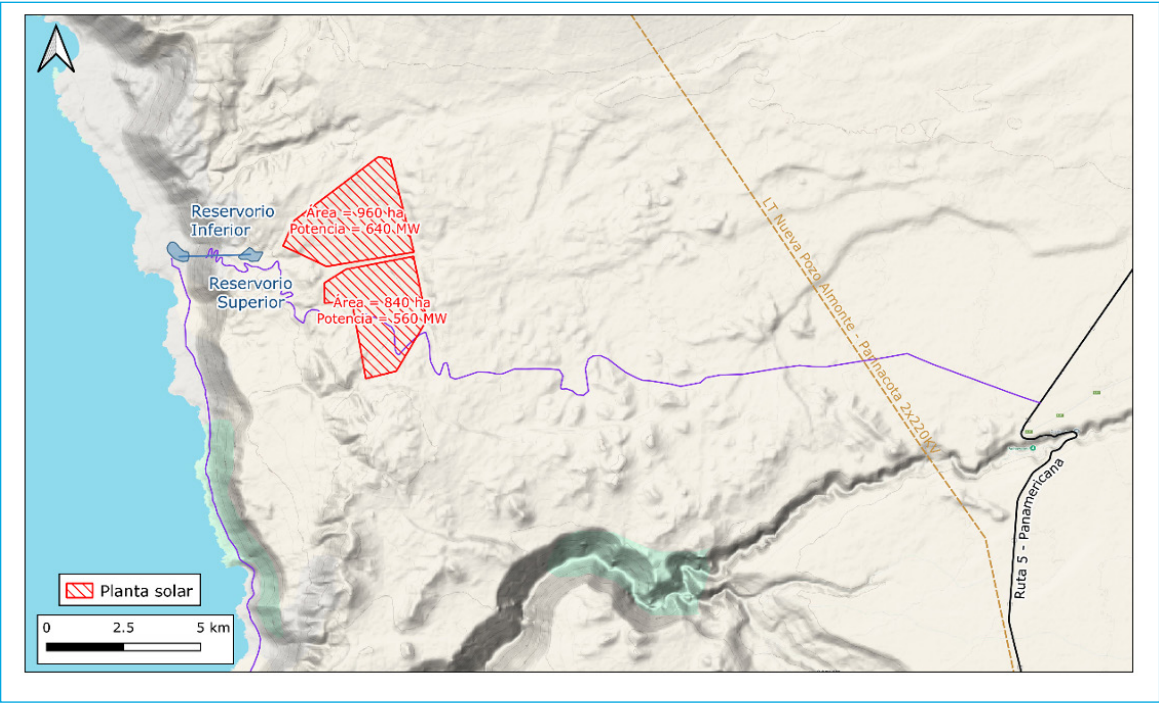


Tabla 5-9: Determinación de la energía firme promedio anual generada por una planta híbrida con 1,200 MW instalado en la planta solar y 900 MW en la planta reversible

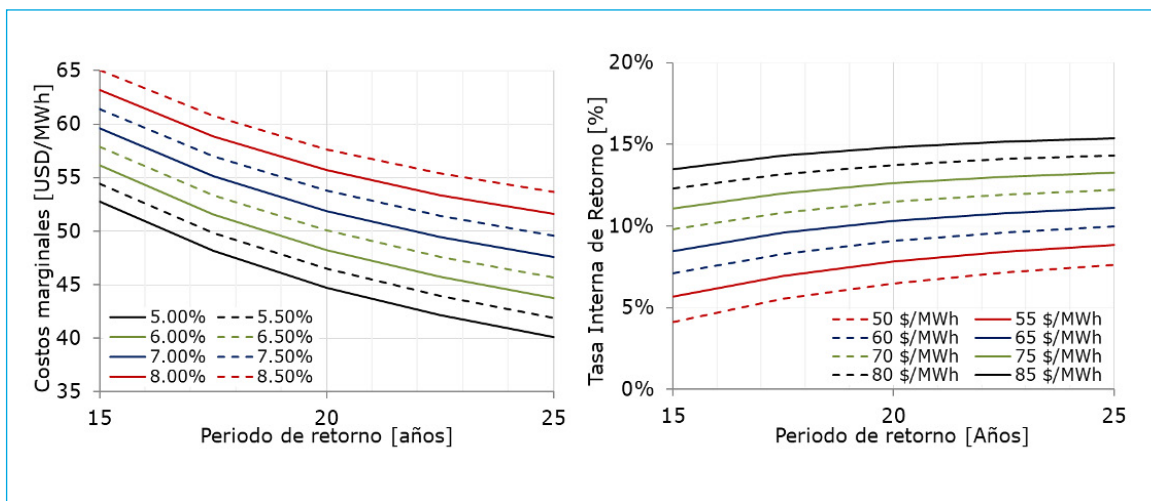
	Bloque 1	Bloque 1	Bloque 1
Horario (aproximado)	00:00 a 07:00	07:00 a 17:00	17:00 a 24:00
Generación Planta Solar	N/A	máx. 1,200 MW	N/A
Bombear Planta Reversible	N/A	máx. 900 MW *)	N/A
Turbinar Planta Reversible	300 MW	N/A	300 MW
Potencia firme	300 MW	300 MW	300 MW
Energía firme por día	7.2 GWh		
Energía firme anual	7.2 GWh/d * 365 d/año = 2,628 GWh		

Similar a los cálculos de la sección anterior, la evaluación económica de la planta híbrida se basa en los siguientes datos de entrada:

- Generación promedio anual (energía firme): 2628 GWh (ver Tabla 5-9)
- CAPEX planta reversible de 900 MW: 700 MUSD
- CAPEX planta solar PV de 1,200 MW: 600 MUSD
- Flujo de caja durante la construcción: 15%/15%/40%/30% en año 1/2/3/4
- OPEX promedio anual: 13 MUSD (= 1.0% del CAPEX total)

Para el cálculo del **costo marginal** y análisis de sensibilidad respectivo, se ha considerado un rango para el periodo de retorno entre 15 a 25 años y un rango de tasa de interés de 5% a 8.5%. En la Figura 5-13 se muestran los resultados de la sensibilidad del costo marginal para diferentes tasas de interés y periodos de retorno (amortización).

Figura 5-13: Costo marginal para el proyecto híbrido (= planta solar de 1200 MW, combinado con planta reversible Pisagua de 900 MW), en función de la tasa de descuento (izquierda). Tasa Interna de Retorno del proyecto híbrido (planta solar de 1200 MW, combinado con planta reversible Pisagua, en función del precio de venta de energía firme, por ejemplo, a través de un PAA (derecha).



Del análisis realizado, para un periodo de retorno de 20 años a una tasa de interés de 7%, se obtiene un costo marginal de 51.91 USD/MWh, que resulta mayor respecto al proyecto que no incluye una planta solar, debido a la diferencia de CAPEX y OPEX para la construcción, implementación y mantenimiento del componente de generación solar.

Al otro lado, la economía de la planta híbrida ya no depende del “*spread*”, sino solamente del precio de venta de la energía firme, el cual se puede fijar a largo plazo mediante PPA.

Para la determinación de la tasa interna de retorno y su análisis de sensibilidad, se ha considerado un periodo de retorno entre 15 a 25 años y un rango de variación de precios monómicos entre 50 USD/MWh a 85 USD/MWh. En la Figura 5-13 se muestran los resultados de la sensibilidad de la TIR para diferentes precios de venta de energía.

Para un periodo de retorno de 20 años a un ingreso neto por venta de energía de 75 USD/MWh se obtiene una TIR de 12.6%, que es un indicador de rentabilidad satisfactoria del proyecto híbrido. Si el ingreso neto por venta de energía sube a 85 USD/MWh se obtendría una TIR de 14.8%, mientras que, con un ingreso neto por venta de energía bajado a 65 USD/MWh, la TIR bajaría a 10.3%. Sin embargo, la energía generada por el proyecto híbrido es energía firme, que se puede comercializar mediante PPA de largo plazo, a mejores tarifas y sin riesgo de fluctuaciones del mercado.

6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



Las centrales de almacenamiento por bombeo ofrecen múltiples ventajas, como su madurez tecnológica, larga vida útil, bajos costos de mantenimiento, y un impacto ambiental reducido en comparación con otras tecnologías. Además, destacan por su capacidad para proveer servicios complementarios y adaptarse al entorno paisajístico, con el potencial de dinamizar la economía local al servir como atractivo turístico. Sin embargo, enfrentan desafíos importantes, como la ausencia de mecanismos regulatorios específicos para la remuneración de los servicios que prestan, los riesgos inherentes a su construcción y desarrollo de tecnologías alternativas que competirán en precio en los próximos años. Aun así, las centrales reversibles se mantienen como una opción altamente competitiva, ofreciendo una solución de almacenamiento de energía renovable a gran escala, sostenible, con una larga vida útil y una rentabilidad atractiva. Su capacidad para responder a la intermitencia de la energía renovable variable refuerza la flexibilidad y estabilidad de la red eléctrica, lo que contribuye al impulso de estos sistemas de almacenamiento como una opción sólida y sostenible para la transición energética de la región.



En el estudio realizado, la metodología de exclusión de áreas restringidas en la etapa 1, junto con condiciones específicas de búsqueda, permitió identificar 179 proyectos potenciales en los 11 países analizados. De estos, se concluye que Chile presenta un potencial destacado para el desarrollo de proyectos de almacenamiento por bombeo, al contar con una gran cantidad de sitios favorables para la implementación de esta tecnología.

Contrario a lo esperado para los proyectos que aprovechan reservorios existentes, que podrían representar una ventaja para reducir los costos de inversión de una central reversible, el proyecto Pisagua (greenfield) resultó muy atractivo. La razón principal de este resultado consiste en la relevancia de alta caída (> 500 m), suficiente tamaño de escala (> 500 MW) y $L/H < 5$ (L/H = distancia entre reservorios por caída bruta); tales características difícilmente cumplen en combinación para proyectos Tipo 2 (aprovechando un embalse existente), y menos para proyectos Tipo 3 (aprovechando dos embalses existentes).

Para la implementación de centrales reversibles en Chile, uno de los retos más importantes es la conexión al Sistema Eléctrico Nacional ya que en muchos casos las subestaciones y líneas de transmisión cercanas a un proyecto se encuentran ya saturadas o son de un voltaje inferior al requerido. Adicionalmente, las condiciones geológicas locales podrían ser adversas y dificultar la implementación de un proyecto, a pesar de sus buenas condiciones topográficas. Por otro lado, entre las oportunidades se puede considerar la provisión de recursos hídricos independiente mediante plantas desalinizadoras para los proyectos identificados en la zona norte costera de Chile.

Los resultados económicos para el proyecto Pisagua (Greenfield), con 640 MW de capacidad instalada y 12 horas de almacenamiento, se han obtenidos para un periodo de retorno de 20 años a un ingreso neto por venta de energía ("spread") de 80 USD/MWh, obteniendo una TIR de ~14%, que

es un indicador de la alta rentabilidad. Si el ingreso neto por venta de energía baja a 65 USD/MWh, se obtendría todavía una TIR favorable de todavía 12.8%.

En el proyecto Pisagua, el riesgo de una potencial reducción a futuro del “spread” puede mitigarse, si se incluye al esquema una planta solar fotovoltaica, formando en conjunto una “planta híbrida”, que considera la inclusión de una planta solar fotovoltaica de capacidad de 1200 MW. La energía generada por el proyecto híbrido es energía firme, que puede comercializarse mediante PPA de largo plazo, a mejores tarifas y sin riesgo de fluctuaciones del mercado. Para un periodo de retorno de 20 años a un ingreso neto por venta de energía de 75 USD/MWh (precio monómico) se obtiene una TIR de ~12.6%, que es un indicador de rentabilidad satisfactoria del proyecto híbrido. Sin embargo, esto funciona en la zona norte de Chile, donde hay presencia importante de generación solar. Contrariamente, hacia el sur las fuentes de generación son múltiples y el valor del spread será menor.



Entre las principales barreras para el desarrollo de proyectos de almacenamiento en ALC, se destacan las incertidumbres regulatorias sobre los mecanismos de remuneración de almacenamiento y servicios complementarios, junto con la histórica oposición social a grandes proyectos hidroeléctricos. Así también, la normativa cambiante y la falta de claridad en las interconexiones y tarifas crean un entorno que dificulta la planificación a largo plazo. Ante esto, se hace necesaria una mayor claridad y estabilidad en las políticas energéticas, una mejor definición de los mecanismos de remuneración, y un esfuerzo concertado para mitigar y gestionar los impactos sociales y medioambientales de estos proyectos. A pesar de estas barreras, los avances y señales rumbo a sentar la regulación definitiva, en conjunto con la oportunidad que presenta para las tecnologías de almacenamiento, indican un número importante de desarrolladores realizando fases preliminares de ingeniería buscando concretarse en el corto y mediano plazo.

En los últimos años, baterías eléctricas han mostrado una tendencia a la disminución de sus precios, impulsadas por avances tecnológicos, y el crecimiento de la escala de su producción, particularmente en China. Aunque persisten incertidumbres debido a factores tecnológicos, políticos y económicos, los costos específicos de inversión por capacidad de almacenamiento por ciclo en baterías eléctricas podrían reducirse a hasta 70 USD/kWh al 2050, es decir dentro del periodo de amortización de un proyecto de almacenamiento por bombeo. Esto impone como reto para una planta de almacenamiento hidráulico proyectado ahora que debería buscar mantener el costo específico de inversión por capacidad de almacenamiento por ciclo dentro de 100 USD/kWh, lo cual es alcanzable con un amplio dimensionamiento de los reservorios inferiores y superiores (hasta 24 y más horas) y si el costo específico de la inversión se mantiene debajo de los 1000 USD/kW instalado. Según lo demostrado por el presente estudio, esto es alcanzable en la mayoría de los países estudiados, por los mejores proyectos identificados (caída óptima entre 500 y 650 metros, suficiente escala, preferiblemente > 600 MW). El enfoque en una búsqueda sistemática para identificar los mejores proyectos, previo desarrollar un proyecto particular, es considerado primordial.

En comparación con sistemas BESS (Battery Energy Storage System) de gran escala, las centrales de almacenamiento por bombeo pueden operar durante décadas con altas eficiencias, sin la necesidad de reemplazar componentes costosos; por ende, representan tecnologías limpias y sostenibles en el tiempo. A partir de lo anterior, y sujeto de asegurar de que los proyectos a implementar son bien elegidos y estudiados, las plantas de almacenamiento por bombeo mantienen una alta competitividad por ofrecer un tipo de proyecto de almacenamiento limpio, de gran escala, sostenible, y con larga vida útil.



BIBLIOGRAFÍA



- Aladyr. (2019). *Desalación de Agua de Mar: situación en Chile y en el mundo*. Obtenido de <http://bcn.cl/30q4y>
- Antuko. (2020). *Chile: Vertimiento a su más alto nivel desde casi dos años*. Obtenido de <https://antuko.com/chile-vertimiento-a-su-mas-alto-nivel-desde-casi-2-anos/>
- Assémat, C. (15 de Junio de 2022). *Energía Estratégica*. Obtenido de Advierten que el 2022 finalizará con vertimiento solar y eólico cercano a los 2 TWh: <https://www.energiaestrategica.com/advierten-que-el-2022-finalizara-con-vertimiento-solar-y-eolico-cercano-a-los-2-twh/>
- Autoridad Nacional de Servicios Públicos. (4 de julio de 2018). Metodología para la Determinación de las Garantías de Pago (MGP). Ciudad de Panamá, Panamá: Gaceta Oficial Digital.
- Bank, W. (2021). *Hydropower Development and Social Impact*.
- BloombergNEF. (2023). *Energy Storage Market Outlook*.
- Börgel Olivares, R. (1983). *Geomorfología*. Santiago, Chile: Instituto Geográfico Militar.
- Cámara Boliviana de Electricidad. (2020). *Cargos por energía y potencia*. La Paz: Cámara Boliviana de Electricidad.
- Centro de Energía - Universidad de Chile. (2019). *Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional*. Santiago: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.
- CEPAL. (2021). *Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe*. Santiago: Naciones Unidas.
- Comisión Nacional de Energía. (19 de setiembre de 2002). Reglamento para la aplicación de la Ley General de Electricidad. Santo Domingo de Guzmán, República Dominicana.
- Di Chiara, L., Lopez, D., Weiss, M., Carbajal, F., Chueca, J. E., & Carvalho Metanias Hallack, M. (Septiembre de 2022). Potencial del uso baterías para arbitraje intertemporal de precios en América Latina: los casos de Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Uruguay.
- EPE. (2019). Estudos de inventário de usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) Metodologia e resultados preliminares para o estado do Rio de Janeiro. Obtenido de https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf
- Ferreño, O. (2014). Centrales Hidroeléctricas reversibles en Uruguay. V *Jornadas Internacionales de Energía Eólica*. Obtenido de http://mvdpanel.net/adjuntosTextos/cz47hroew7iqkp/695/UTE_OscarFerreno-.pdf
- GiZ, Universidad de Chile, Ministerio de Energía de Chile. (Enero de 2020). Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile. Santiago de Chile.
- Godoy, D. (noviembre de 2016). Integración del producto de rampas flexibles (PRF) como servicio complementario frente a la alta penetración de generación variable en el SING. Santiago, Chile: Repositorio digital Universidad Técnica Federico Santa María.
- Haas, J., Prieto Miranda, L., Ghorbani, N., & Breyer, C. (2022). Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites. *Renewable Energy*, 181, 182-193. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.009>
- IEA. (2021). *Hydropower Special Market Report*.
- IHA. (2017). *International Hydropower Association*. Obtenido de Pumped Storage Tracking Tool: <https://www.hydropower.org/hydropower-pumped-storage-tool>
- IRENA. (2020). *Innovative Operation of Pumped Hydropower Storage*. Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf
- Krüger, I. K., Mann, M. S., van Bracht, M. S., & Moser, D. I. (2018). Li-ion battery versus pumped storage for bulk energy storage-A comparison of raw material, investment costs and CO2-footprints. *Proc., HydroVision Conf. Charlotte, NC: Human Computer Interaction Publications*.
- Kucukali, S. (2014). Finding the most suitable existing hydropower reservoirs for the development of pumped-storage schemes: An integrated approach. *ELSEVIER*, 502-508.
- Ley de Electricidad. (28 de junio de 1995). *Portal jurídico Lexivox*. Obtenido de Bolivia: Reglamento de Precios y Tarifas de la Ley N° 1604: <https://www.lexivox.org/norms/BO-RE-DS24043D.xhtml>
- Marcos Gimeno-Cutiérrez, R. L.-A. (2015). Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. *Science Direct*, 856-868.
- Margeta, J. (2014). Water storage as energy storage in green power system. *Sustainability Energy Technologies and Assessments*, 75-83.
- Mauler, L. D. (2021). Battery cost forecasting: a review of methods and results with an outlook to 2050. *Energy & Environmental Science*, 4712-4739.
- Muñoz Masias, J. C. (2017). Alternativa de generación eléctrica para picos de demanda energética en el Perú mediante centrales de Bombeo. Arequipa, Perú. Obtenido de <http://repositorio.unsa.edu.pe/bitstream/handle/UNSA/3004/Mcmmumaj.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- NASA. (2023). Shuttle Radar Topography Mission. Obtenido de <https://www2.jpl.nasa.gov/srtm/missionoverview.html>

Nation, D., & Smith, K. (2016). Renewable Energy Uptake and the Jamaican Grid: The 30% Journey to 2030. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/309009509_Renewable_Energy_Uptake_and_the_Jamaican_Grid_The_30_Journey_to_2030?enrichId=rgreq-043a151292cae3ed673f0a2e9d94c9fa-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdIOzMwOTAwOTUwOTtBUzo1ODU5NTMwMjIzMzI5MjhAMTUxNjczMzQ5NTM2Mw

OLADE. (2022). Panorama energético de América Latina y el Caribe 2022. Quito, Ecuador.

Ramírez, A. (2022). Vertimiento renovable y racionamiento eléctrico. *Electricidad - La revista energética de Chile*. Obtenido de <https://www.revistaei.cl/columnas/vertimiento-renovable-y-racionamiento-electrico/>

Rehman, S., Al-Hadhrami, L. M., & Alam, M. M. (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 586-598.

Salinas Piraud, D. P. (2021). Diseño Conceptual de Centrales Hidroeléctricas Costeras con Sistema PHS en Chile. Chile.

Saravia, F., Romero, E., Cortijo, R., Nater, M., Iparraguirre, D., & Saavedra, J. (2022). Central es hidroeléctricas reversibles Identificación de potencial y necesidades regulatorias en Latinoamérica. doi:<http://dx.doi.org/10.18235/0004234>

Sebastian Mulder, S. K. (2024). Techno-Economic Comparison of Electricity Storage Options in a Fully Renewable Energy System. *Energies*, 1084.

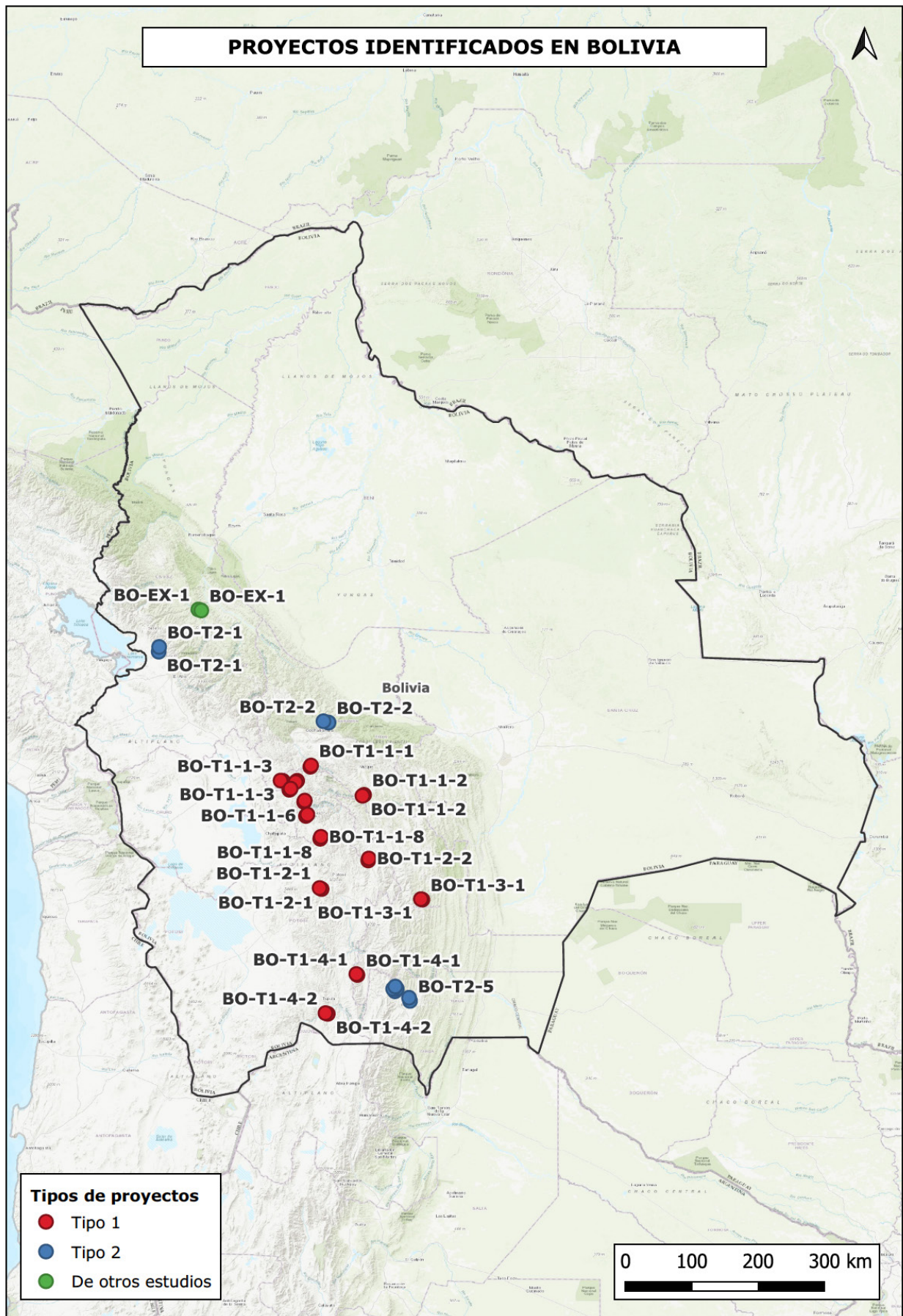
Torres Sivoli, J. J. (2021). Diseño de una Central de Acumulación por Bombeo usando agua marina en la Patagonia Argentina. Buenos Aires, Argentina. Obtenido de <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/120595>

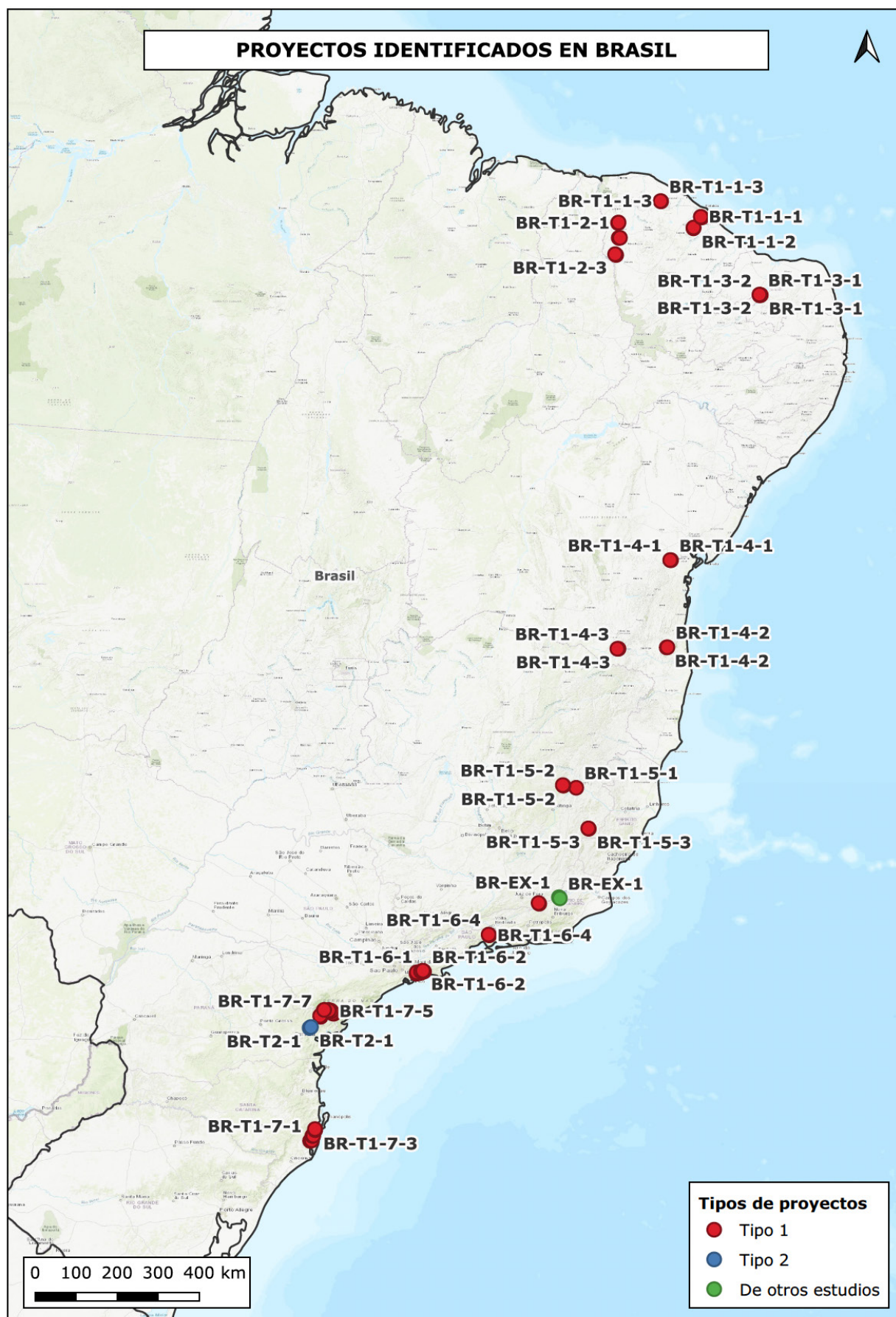
U.S Department of Energy. (2023). *Technology strategy assessment, Findings from Storage Innovations 2023; Pumped Storage Hydropower*.

ANEXO A

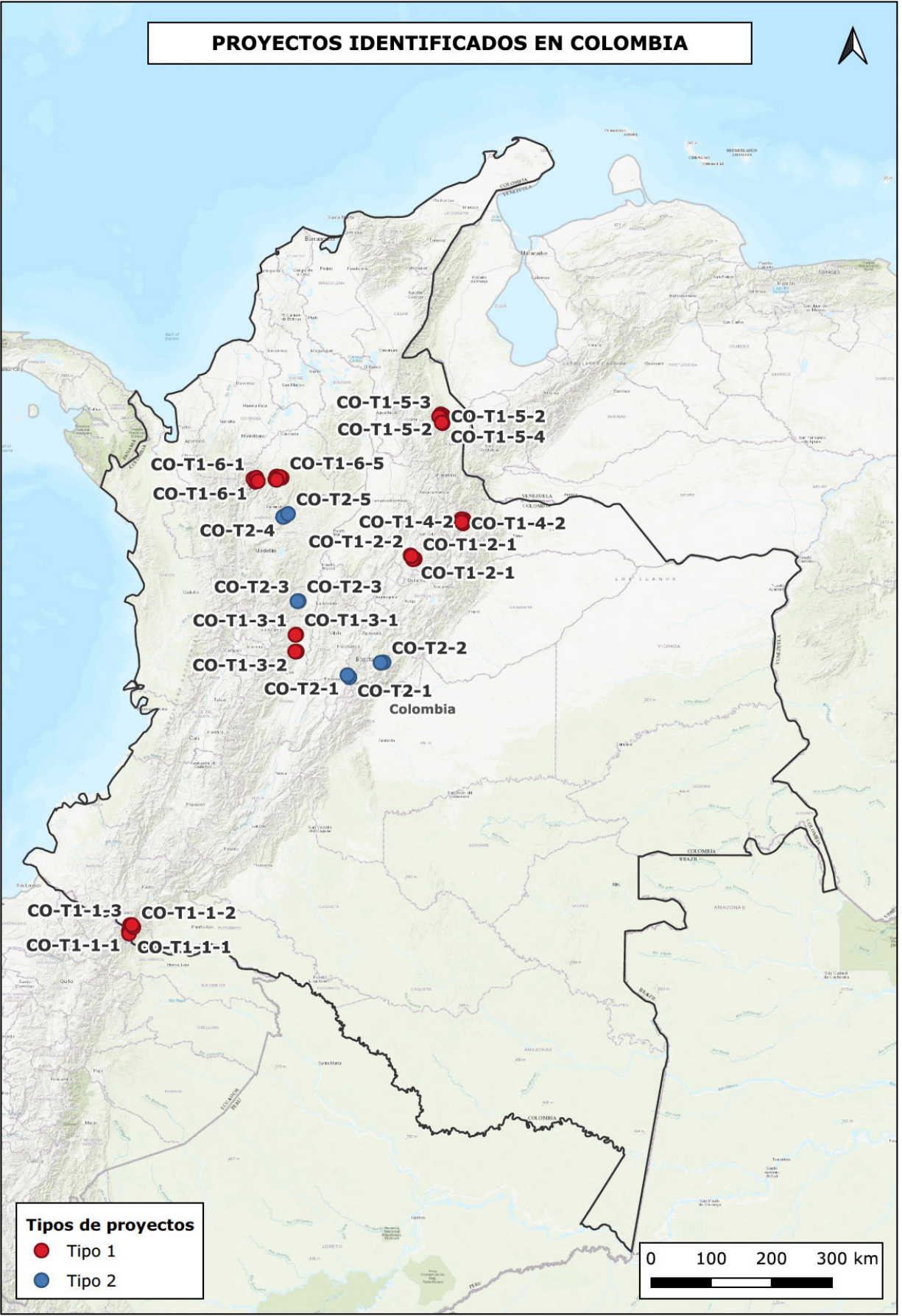
Mapas de proyectos identificados en los 11 países estudiados

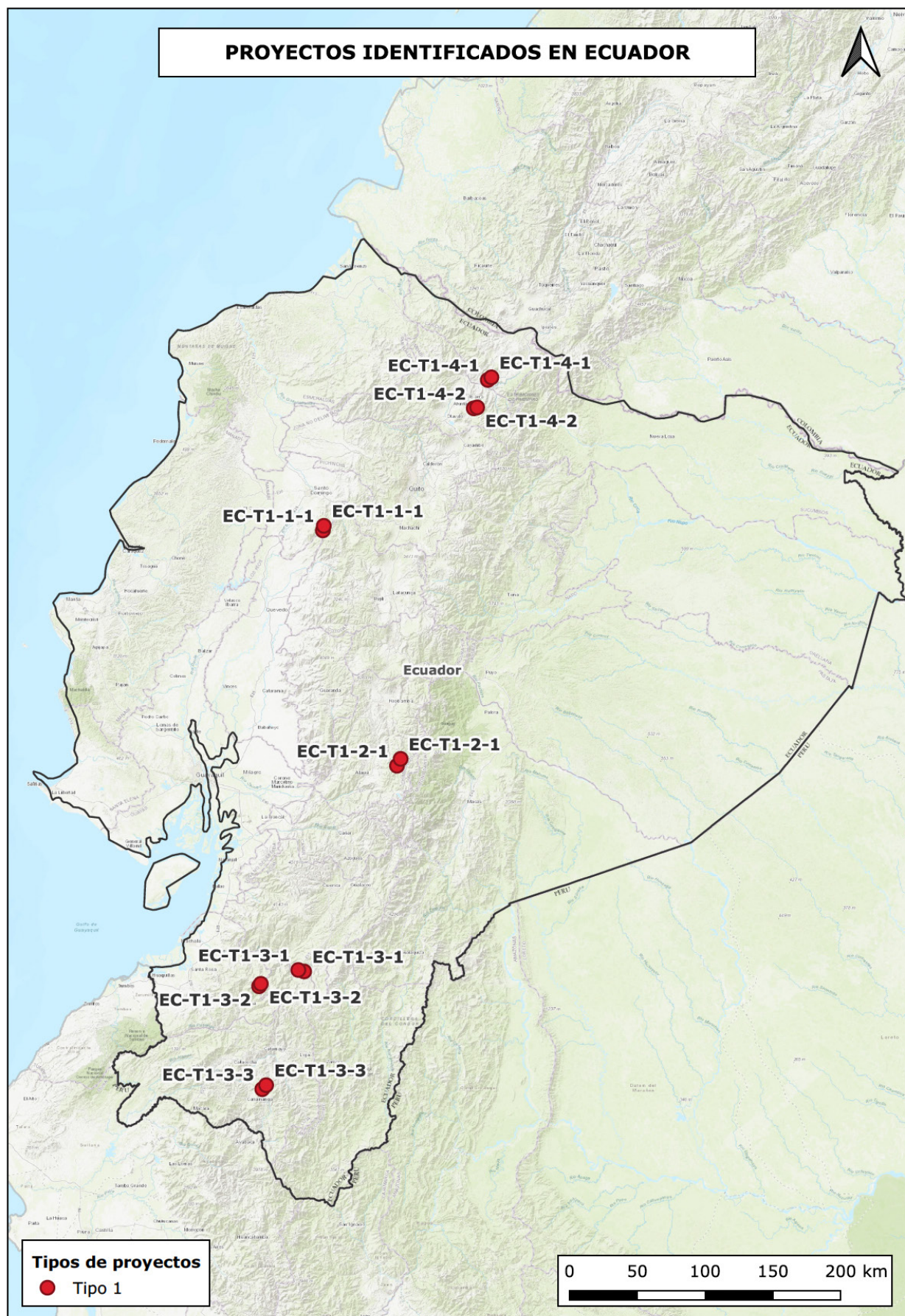


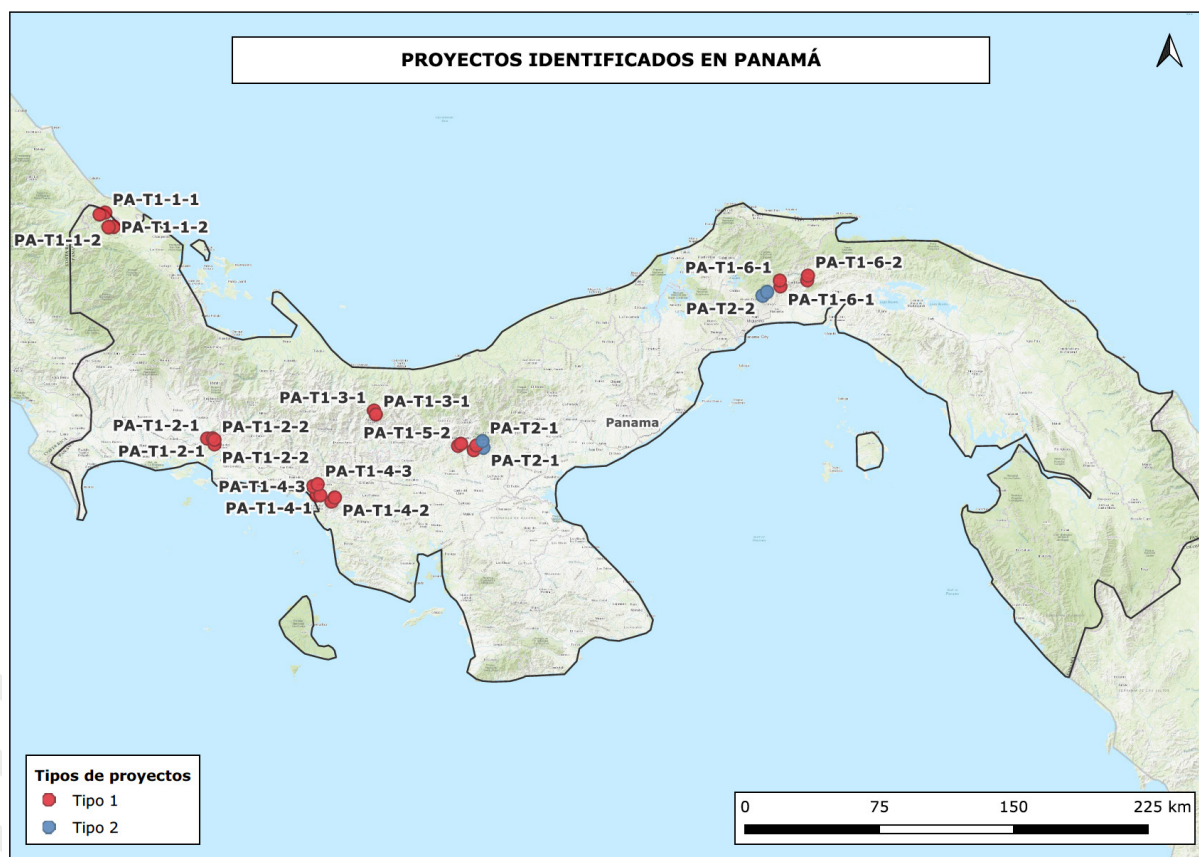
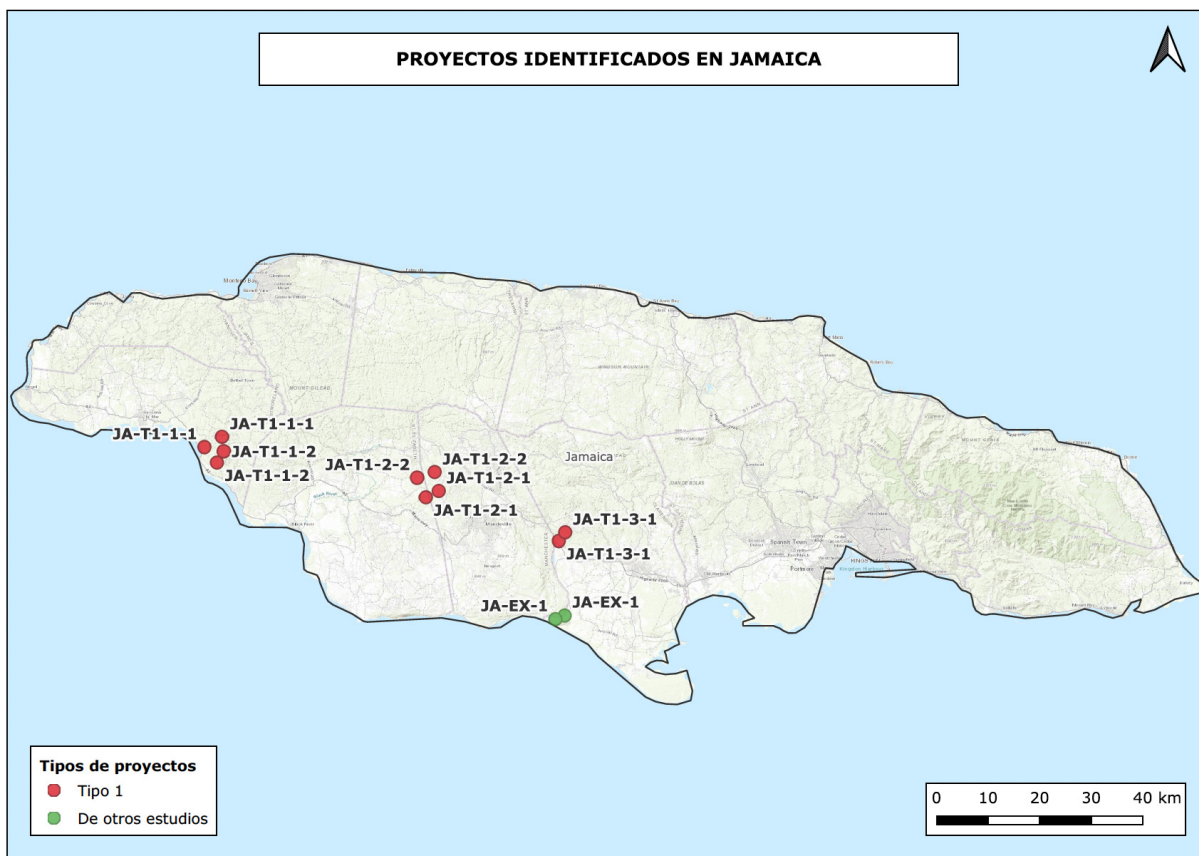




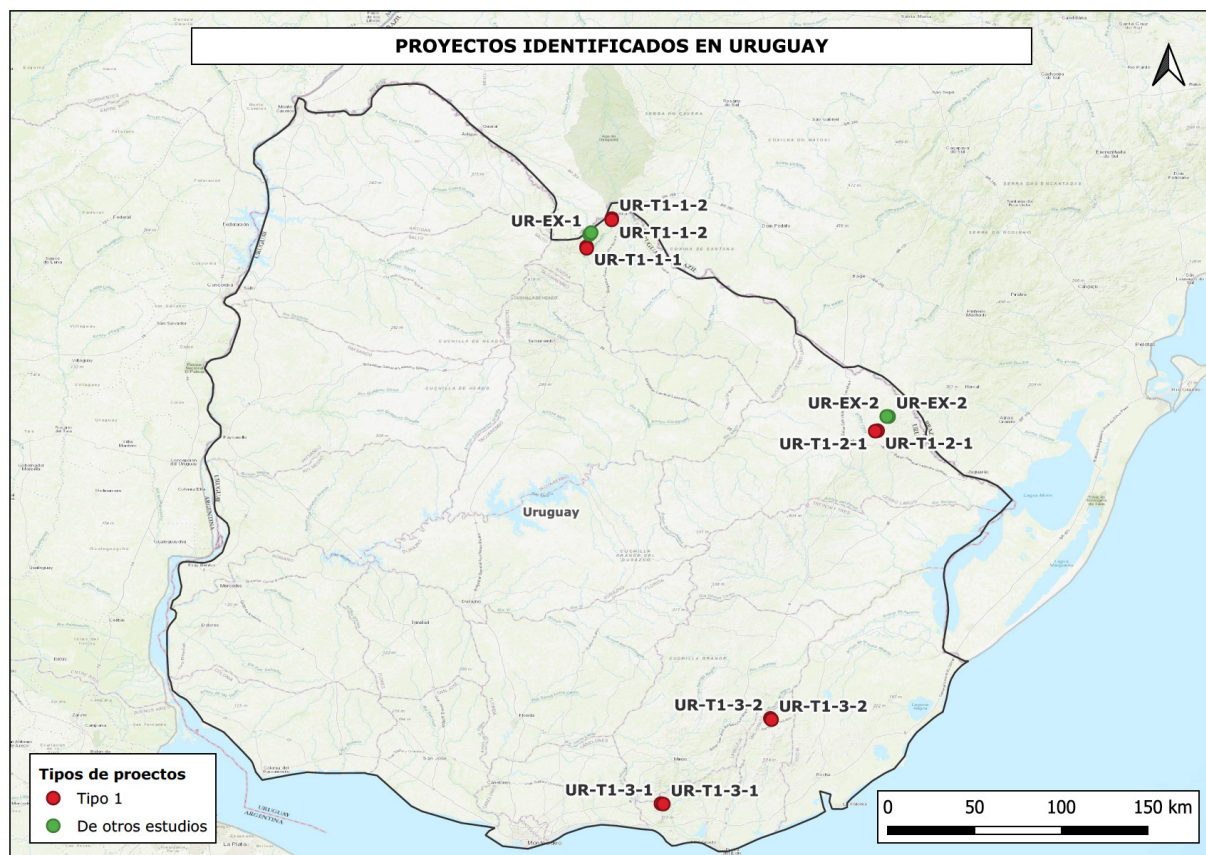
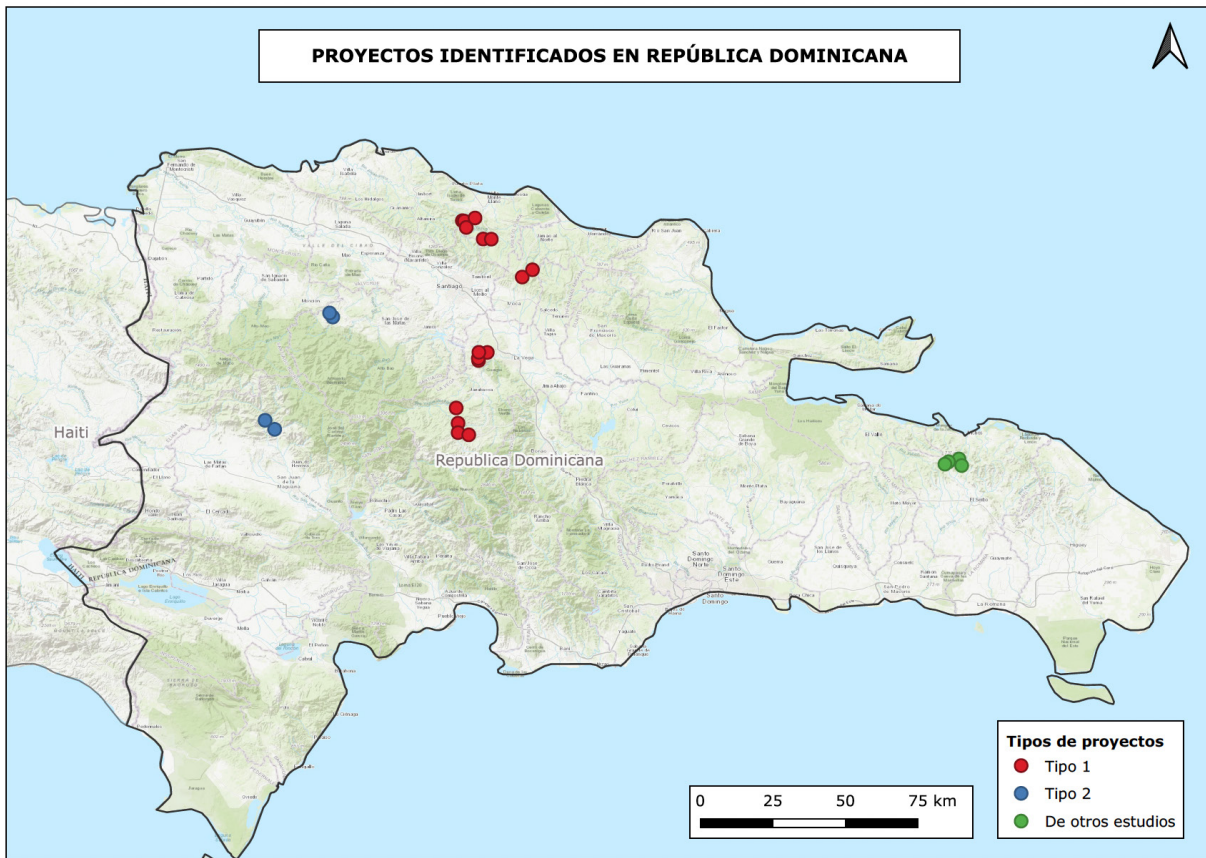












ANEXO B

Tablas de datos de los proyectos identificados, por país y por tipo

Argentina Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
AR-T1-6-2	1,7	3,8	635	5,9	57	312	2,5	828	103
AR-T1-5-3	2,1	3,5	630	5,6	74	402	3,2	860	107
AR-T1-1-2	2,1	2,7	570	4,7	73	359	2,9	902	113
AR-T1-5-2	2,4	4,7	470	9,9	82	333	2,7	903	113
AR-T1-4-1	2,1	4,3	510	8,4	72	317	2,5	908	114
AR-T1-3-3	2,1	2,5	495	5,1	72	308	2,5	910	114
AR-T1-3-1	3,0	1,5	420	3,6	105	381	3,0	943	118
AR-T1-4-2	2,4	4,5	460	9,7	85	338	2,7	968	121
AR-T1-1-1	1,7	5,2	675	7,7	59	344	2,8	995	124
AR-T1-2-1	3,2	2,4	350	6,7	112	338	2,7	1,020	128
AR-T1-3-2	2,1	4,7	490	9,5	73	309	2,5	1,024	128
AR-T1-1-3	2,8	3,1	490	6,4	96	406	3,2	1,032	129
AR-T1-5-4	3,5	2,6	440	5,9	121	460	3,7	1,084	135
AR-T1-6-1	2,7	3,0	380	7,8	92	302	2,4	1,111	139
AR-T1-5-1	3,0	3,1	400	7,8	104	359	2,9	1,134	142
AR-T1-5-5	1,6	3,7	635	5,9	56	307	2,5	1,140	142

Argentina Tipo 2

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
AR-T2-2	3.8	4.0	520	7.7	132	593	4.7	771	96
AR-T2-4	2.8	3.7	375	9.9	96	311	2.5	780	97
AR-T2-3	2.2	4.6	475	9.7	76	312	2.5	831	104
AR-T2-7	3.4	3.1	500	6.2	120	518	4.1	977	122
AR-T2-6	4.8	3.4	410	8.4	167	591	4.7	977	122
AR-T2-1	5.1	3.7	375	9.9	176	570	4.6	1,020	127
AR-T2-5	2.9	5.6	583	9.6	101	508	4.1	1,084	135

Bolivia
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
BO-T1-4-2	2.3	3.6	712	5.0	80	492	3.9	760	95
BO-T1-4-1	1.5	2.3	585	3.9	52	263	2.1	841	105
BO-T1-2-2	2.1	3.2	625	5.2	73	394	3.2	906	113
BO-T1-1-1	1.9	2.3	605	3.8	66	345	2.8	917	115
BO-T1-3-1	2.3	2.5	708	3.5	80	489	3.9	923	115
BO-T1-1-7	1.4	3.3	760	4.3	49	321	2.6	926	116
BO-T1-1-4	2.9	3.5	566	6.2	101	494	4.0	932	117
BO-T1-1-5	1.7	2.7	770	3.5	59	392	3.1	975	122
BO-T1-2-1	1.8	3.6	640	5.7	63	348	2.8	1,009	126
BO-T1-1-6	3.2	2.3	512	4.5	111	491	3.9	1,042	130
BO-T1-1-8	2.4	3.4	595	5.7	83	426	3.4	1,063	133
BO-T1-1-3	2.6	3.5	520	6.7	90	404	3.2	1,069	134
BO-T1-1-2	1.5	3.0	690	4.3	52	310	2.5	1,131	141

Bolivia
Tipo 2

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
BO-T2-2	7.0	8.5	930	9.1	243	1,951	15.6	659	82
BO-T2-4	4.3	2.9	440	6.6	149	566	4.5	892	112
BO-T2-3	1.3	4.8	680	7.0	45	264	2.1	909	114
BO-T2-1	11.2	4.1	350	11.7	389	1,175	9.4	928	116
BO-T2-5	4.5	4.8	400	12.0	156	539	4.3	1,055	132

Colombia
Tipo 2

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
CO-T2-5	2.1	5.0	832	6.0	74	532	4.3	631	79
CO-T2-4	1.7	2.2	715	3.1	60	370	3.0	681	85
CO-T2-1	1.7	3.9	565	6.9	57	278	2.2	792	99
CO-T2-3	2.2	1.9	485	3.9	76	318	2.5	807	101
CO-T2-2	2.9	4.2	665	6.3	100	574	4.6	817	102

Brasil
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
BR-TI-6-3	1.8	4.2	685	6.1	63	373	3.0	796	99
BR-TI-5-3	2.4	1.6	415	3.8	84	301	2.4	842	105
BR-TI-6-4	2.5	2.3	520	4.4	87	391	3.1	848	106
BR-TI-6-1	2.0	4.1	770	5.3	70	465	3.7	883	110
BR-TI-6-2	2.2	3.8	805	4.7	76	528	4.2	899	112
BR-TI-7-4	2.8	3.4	640	5.3	96	530	4.2	906	113
BR-TI-5-2	2.3	2.2	461	4.7	79	314	2.5	952	119
BR-TI-7-5	2.1	2.0	525	3.8	75	340	2.7	1,020	128
BR-TI-4-1	2.2	1.9	470	4.1	76	308	2.5	1,022	128
BR-TI-7-1	1.9	4.2	555	7.6	67	321	2.6	1,026	128
BR-TI-7-3	2.3	3.0	530	5.6	80	366	2.9	1,034	129
BR-TI-7-7	3.0	3.0	455	6.6	105	412	3.3	1,042	130
BR-TI-3-1	2.6	2.2	458	4.7	90	356	2.8	1,067	133
BR-TI-6-5	3.7	2.3	365	6.4	129	406	3.2	1,076	135
BR-TI-7-2	3.3	2.5	365	6.8	116	366	2.9	1,087	136
BR-TI-4-2	2.3	1.9	453	4.3	79	309	2.5	1,131	141
BR-TI-3-2	2.5	2.4	415	5.8	87	312	2.5	1,134	142
BR-TI-4-3	3.0	2.7	380	7.1	105	344	2.8	1,141	143
BR-TI-1-3	2.6	1.8	425	4.1	89	327	2.6	1,170	146
BR-TI-1-2	2.3	2.1	471	4.5	80	325	2.6	1,192	149
BR-TI-7-8	4.5	2.9	375	7.7	155	502	4.0	1,193	149
BR-TI-7-6	2.7	1.6	375	4.2	94	304	2.4	1,195	149
BR-TI-1-1	2.1	3.4	505	6.7	72	314	2.5	1,205	151
BR-TI-2-1	2.1	1.7	490	3.5	72	305	2.4	1,207	151
BR-TI-5-1	2.6	2.4	415	5.9	91	326	2.6	1,241	155
BR-TI-2-2	2.1	3.3	497	6.6	73	313	2.5	1,284	160
BR-TI-2-3	2.6	3.5	385	9.2	92	306	2.4	1,520	190

Chile
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
CH-TI-2-1	1.6	3.6	1118	3.2	56	540	4.3	639	80
CH-TI-4-1	1.6	3.5	925	3.8	56	447	3.6	641	80
CH-TI-4-4	1.3	2.8	830	3.4	45	322	2.6	805	101
CH-TI-4-2	1.4	2.4	733	3.3	49	310	2.5	833	104
CH-TI-4-5	1.5	2.6	685	3.7	52	308	2.5	873	109
CH-TI-1-3	1.6	2.8	917	3.0	56	443	3.5	898	112
CH-TI-1-6	2.5	1.7	550	3.0	87	413	3.3	967	121
CH-TI-4-3	1.9	3.4	635	5.4	66	362	2.9	993	124
CH-TI-1-1	2.0	1.8	625	2.8	69	372	3.0	1,001	125
CH-TI-3-2	1.7	2.0	683	2.9	60	354	2.8	1,012	126
CH-TI-1-4	1.8	4.1	825	5.0	63	449	3.6	1,019	127
CH-TI-3-1	2.0	3.5	590	6.0	69	351	2.8	1,039	130
CH-TI-1-2	2.7	4.4	575	7.6	94	467	3.7	1,068	134
CH-TI-1-5	1.7	1.5	613	2.4	59	312	2.5	1,085	136

Chile
Tipo 2

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
CH-T2-2	1.4	3.8	915	4.1	49	387	3.1	722	90
CH-T2-1	2.5	4.6	565	8.1	86	419	3.4	744	93

Ecuador
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
EC-T1-4-2	1.3	2.3	1060	2.2	45	412	3.3	753	94
EC-T1-3-1	0.8	4.2	1175	3.5	28	284	2.3	874	109
EC-T1-2-1	1.7	5.3	635	8.3	59	323	2.6	943	118
EC-T1-1-1	1.3	3.3	735	4.5	45	286	2.3	981	123
EC-T1-3-3	1.8	4.2	500	8.4	63	272	2.2	1,043	130
EC-T1-4-1	1.3	3.0	820	3.6	45	319	2.6	1,162	145
EC-T1-3-2	1.1	1.9	765	2.5	38	251	2.0	1,335	167

Jamaica
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
JA-T1-2-1	1.6	2.5	800	3.2	56	387	3.1	1,030	129
JA-T1-2-2	1.4	3.4	710	4.8	49	300	2.4	1,051	131
JA-T1-1-1	1.7	3.8	510	7.5	59	260	2.1	1,127	141
JA-T1-1-2	1.1	2.5	520	4.8	38	171	1.4	1,213	152
JA-T1-3-1	1.6	2.0	380	5.2	56	184	1.5	1,356	169

**Panamá
Tipo 1**

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
PA-T1-3-1	1.7	2.6	645	4.1	60	334	2.7	895	112
PA-T1-1-1	3.0	2.8	441	6.2	103	392	3.1	1,135	142
PA-T1-1-2	1.4	2.3	425	5.3	48	176	1.4	1,223	153
PA-T1-5-2	1.2	1.7	420	4.0	40	145	1.2	1,277	160
PA-T1-5-1	1.5	2.6	440	5.9	53	201	1.6	1,333	167
PA-T1-4-3	1.2	2.6	365	7.2	41	129	1.0	1,369	171
PA-T1-2-2	1.3	2.2	422	5.2	44	160	1.3	1,371	171
PA-T1-6-2	1.3	2.5	365	6.8	46	145	1.2	1,401	175
PA-T1-6-1	1.5	3.3	370	9.0	50	160	1.3	1,463	183
PA-T1-4-1	1.4	1.9	380	5.1	50	164	1.3	1,476	185
PA-T1-4-2	1.4	1.9	320	6.1	48	133	1.1	1,599	200
PA-T1-2-1	1.6	2.4	350	6.9	56	169	1.4	1,933	242

**Panamá
Tipo 2**

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
PA-T2-2	1.1	2.9	375	7.6	40	129	1.0	881	110
PA-T2-1	1.1	3.0	340	8.8	39	114	0.9	994	124

**Perú
Tipo 1**

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
PE-T1-4-2	1.8	4.8	1114	4.3	63	606	4.8	781	98
PE-T1-1-3	1.0	4.5	1175	3.8	35	355	2.8	795	99
PE-T1-5-1	2.8	4.3	732	5.9	97	613	4.9	815	102
PE-T1-2-5	1.7	3.5	1126	3.1	59	574	4.6	823	103
PE-T1-4-1	2.1	2.6	939	2.8	73	592	4.7	837	105
PE-T1-2-3	2.3	3.9	805	4.8	80	556	4.4	844	105
PE-T1-3-3	2.6	6.0	767	7.8	90	596	4.8	864	108
PE-T1-2-2	2.1	3.4	911	3.7	73	574	4.6	892	111
PE-T1-2-1	1.7	1.9	665	2.9	59	339	2.7	895	112
PE-T1-5-2	1.3	3.7	930	4.0	45	361	2.9	898	112
PE-T1-1-4	1.6	5.2	715	7.3	56	346	2.8	915	114
PE-T1-2-4	2.0	2.4	740	3.2	69	441	3.5	982	123
PE-T1-3-2	2.3	2.5	540	4.6	80	373	3.0	1,013	127
PE-T1-3-1	1.7	3.4	585	5.8	59	298	2.4	1,025	128
PE-T1-1-2	0.9	5.7	980	5.8	31	262	2.1	1,083	135
PE-T1-3-4	2.6	1.9	515	3.7	90	400	3.2	1,271	159

Perú
Tipo 2

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
PE-T2-1	3.1	1.9	302	6.3	108	282	2.3	1,015	127
PE-T2-2	2.4	4.0	297	13.5	83	213	1.7	1,036	130
PE-T2-5	14.9	2.7	220	12.3	517	982	7.9	1,068	134
PE-T2-3	5.6	2.1	195	10.8	194	327	2.6	1,195	149
PE-T2-4	7.8	2.2	225	9.8	271	526	4.2	1,300	163

República Dominicana
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
RD-T1-1-1	2.1	5.3	645	8.2	71	395	3.2	852	107
RD-T1-1-2	1.3	3.4	355	9.4	46	141	1.1	1,168	146
RD-T1-2-1	1.0	3.6	440	8.2	35	133	1.1	1,073	134
RD-T1-2-2	1.3	1.9	305	6.1	45	118	0.9	1,483	185
RD-T1-3-1	1.2	2.9	300	9.6	42	109	0.9	1,217	152
RD-T1-3-2	1.2	3.6	435	8.4	43	161	1.3	1,047	131
RD-T1-3-3	1.8	2.5	370	6.7	63	201	1.6	1,444	181
RD-T1-3-4	1.1	3.9	395	9.9	37	126	1.0	1,180	147

República Dominicana
Tipo 2

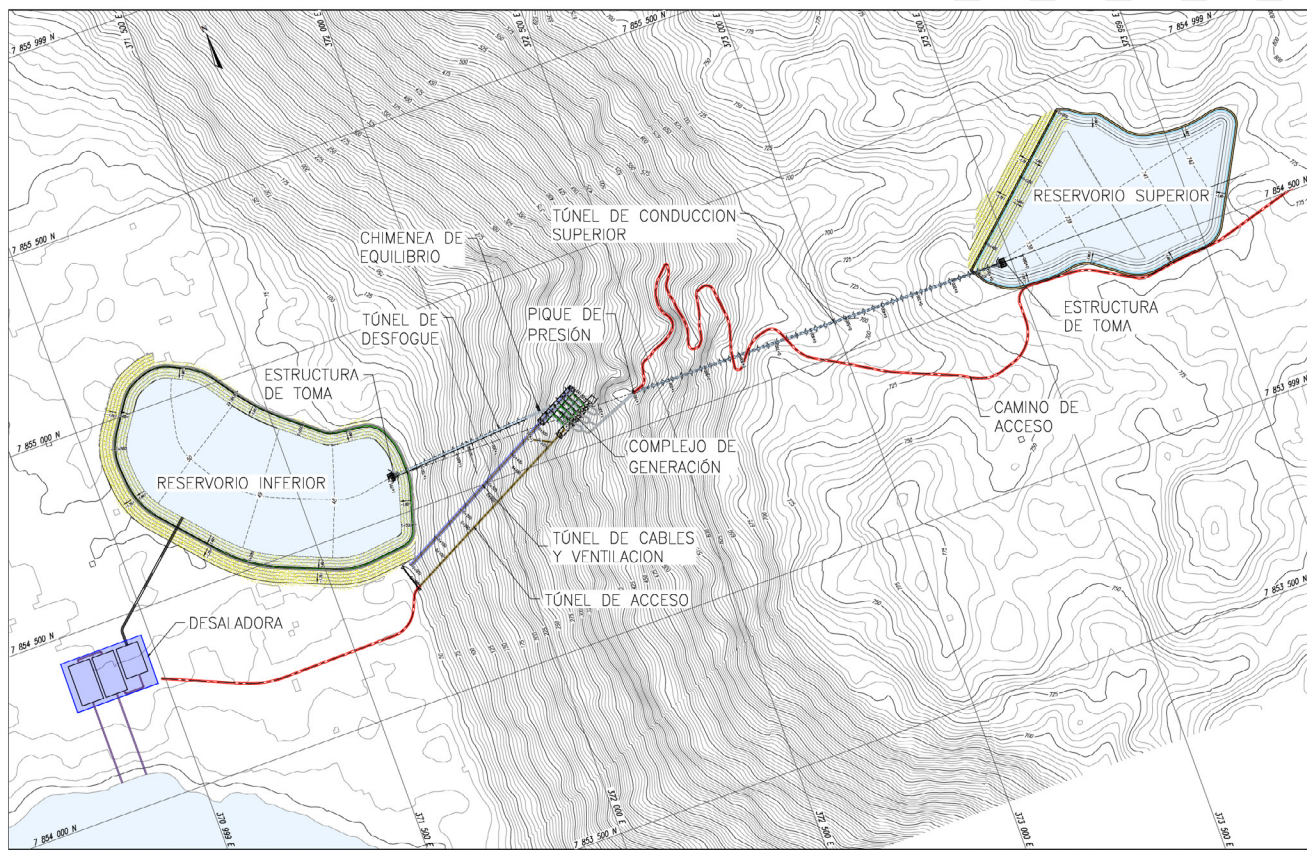
Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
RD-T2-1	2.3	3.7	630	5.8	80	435	3.5	720	90
RD-T2-2	1.7	1.7	205	8.4	59	104	0.8	1,370	171

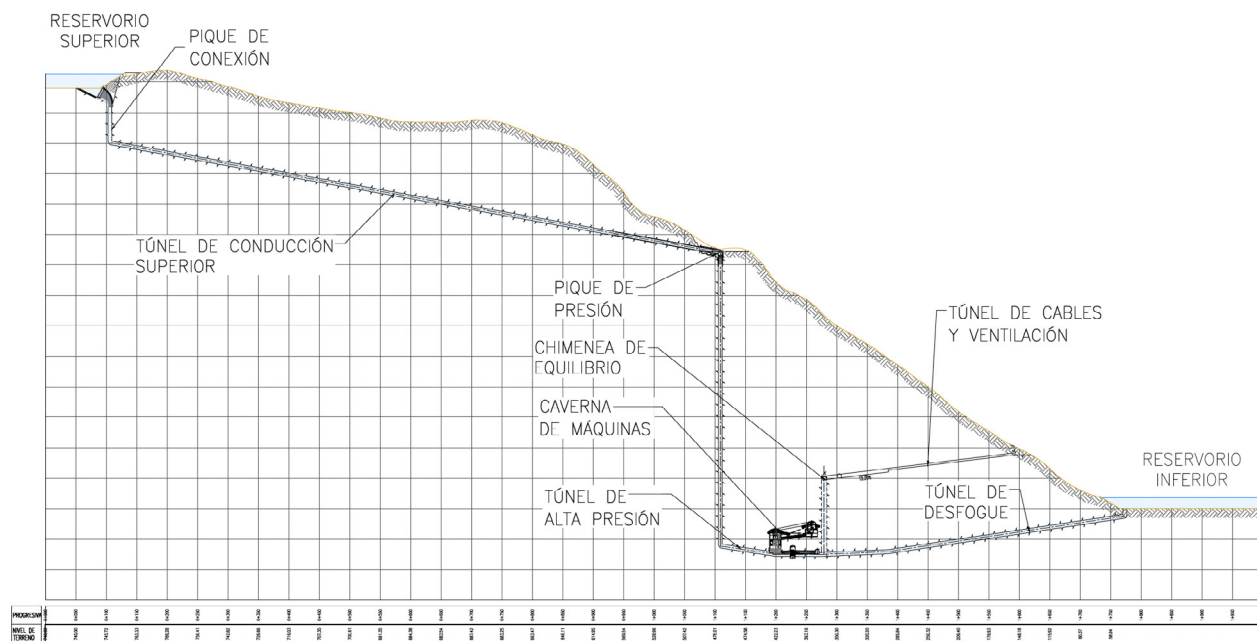
Uruguay
Tipo 1

Código	Volumen [Mm³]	Lc [km]	Caída bruta H [m]	Lc/H	Q [m³/s]	Potencia [MW]	Energía [GWh]	Costo Específico [USD/kW]	Costo específico de almacenamiento [USD/kWh]
UR-T1-3-1	2.2	1.2	160	7.5	76	105	0.8	1,986	248
UR-T1-1-1	3.0	0.8	180	4.4	104	162	1.3	2,078	260
UR-T1-3-2	3.8	0.8	118	6.8	132	134	1.1	2,291	286
UR-T1-2-1	5.8	1.2	115	10.4	201	200	1.6	2,334	292
UR-T1-1-2	3.2	0.9	143	6.3	111	137	1.1	2,421	303

ANEXO C

Planos mostrando el esquema conceptual del proyecto piloto Pisagua





PERFIL LONGITUDINAL - SISTEMA DE CONDUCCIÓN

