



Desarrollo de metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile.

Enero 2020



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energiya.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-23-9. Primera edición digital: enero 2020

Cita:

Título: Desarrollo de metodología aplicada en sistemas de información geográfica para identificar potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile
Autor(es): GIZ, Centro de Energía Universidad de Chile, Ministerio de Energía, Australian National University
Revisión y modificación: Nataly Montezuma, Camila Vázquez
Edición: Nataly Montezuma
Santiago de Chile, 2020.
85 páginas
Sistemas de Información Geográfica – Centrales de bombeo – Hidroeléctricas – Descarbonización – Energía



Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, enero 2020.

Tabla de contenido

1. Introducción	3
1.1. Contexto y Motivación	3
1.2. Objetivos	5
1.3. Sobre el informe y alcances	6
2. Marco Metodológico General.....	7
2.1. Fase 1: Revisión de Estado del Arte y Caracterización de Base	8
2.2. Estado del Arte	8
2.2.1. Sobre algoritmo de búsqueda e implementación	9
2.2.2. Caracterización de costos.....	9
2.3. Fase 2: Metodología para identificación de potencial de centrales de bombeo	10
2.4. Fase 3: Implementación de la metodología	10
2.5. Fase 4: Base de datos de proyectos caracterizados	11
3. Revisión del estado del arte de las centrales de bombeo de agua de mar y agua dulce.....	12
3.1. Antecedentes internacionales e históricos del desarrollo de centrales de bombeo en el contexto mundial.	15
3.2. Antecedentes de la experiencia nacional de centrales de bombeo	16
3.3. Curvas de aprendizaje y proyección internacional de la tecnología.....	19
3.4. Características técnicas de las centrales de bombeo con agua de mar instaladas y en operación a nivel mundial.	21
3.5. Criterios y umbrales técnicos utilizados para la identificación de potenciales en las experiencias internacionales.....	23
3.6. Levantamiento de costos asociados a la instalación de centrales de bombeo, desagregando los componentes de su estructura de costos.	25
3.6.1. Costos generales de centrales de bombeo	25
3.6.2. Costos de centrales de bombeo con agua de mar.....	26
3.7. Consideraciones ambientales y sociales que conllevan la construcción de este tipo proyectos.	30
4. Propuesta metodológica para la identificación del potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile	32
4.1. Destacado de regiones prometedoras	33
4.2. Identificación de cuencas “dry-gully” (DG)	33
4.3. Identificar sitios de nidos de pavo (TN)	36
4.4. Optimización de la selección del sitio	37
4.5. Impactos ambientales	38
4.6. Caracterización Geográfica de Potenciales Centrales de Bombeo (PCB)	38
5. Modelo de estimación de costos para centrales de bombeo	44
5.1. Energía almacenable en reservorio (E)	45
5.2. Costo de almacenamiento de energía (C Dan)	45
5.3. Costo de Túneles (C Tunnel)	46
5.4. Costo de la Casa de Máquinas y Equipamiento (C Power House)	47
5.5. Costo Obras Marinas (C Marine CW)	47

5.6.	Otros costos (C Lining Adit).....	47
6.	Aplicación de la metodología Resultados y Bases de Datos	49
6.1.	Esquema General de análisis y muestreo de tamaños	49
6.2.	Clasificación económica de sitios (Class).....	49
6.3.	Síntesis General de Resultados	50
6.4.	Base de Datos con síntesis de potenciales	54
6.5.	Base de Datos de proyectos georreferenciados en formato SIG	56
7.	Resultados para bombeo con agua dulce	62
7.1.	Sobre el tratamiento y costos.....	62
7.2.	Síntesis General de Resultados.....	62
7.3.	Contraste preliminar con potencial basado en agua de mar.....	66
8.	Conclusiones y recomendaciones finales.....	67
Anexo A.	Bases de Datos e Información Entregada	69
Anexo B.	Acrónimos	71
Anexo C.	Costos Referenciales de Obras Civiles y Equipamiento para Centrales Hidroeléctricas con Agua de Mar	72
Anexo D.	Referencias bibliográficas	82

1. Introducción

1.1. Contexto y Motivación

La introducción masiva de energías renovables de fuente variable -principalmente eólica y solar- en la matriz eléctrica plantea el desafío de encontrar alternativas de almacenamiento que permitan dar flexibilidad operacional al sistema. En la actualidad, tal flexibilidad se obtiene principalmente de centrales hidroeléctricas de embalse, exacerbando un esquema operacional denominado hydropeaking, que resulta en caudales altamente fluctuantes en diversos ríos.

Como alternativa de almacenamiento, existen las centrales de acumulación por bombeo (PHES), que básicamente son centrales hidroeléctricas que alternan ciclos de generación y bombeo estableciendo un ciclo cerrado del agua entre dos reservorios. Interesantemente, dado que el objetivo es proveer almacenamiento a nivel intradiario, la capacidad de almacenamiento requerida es sustancialmente más pequeña que embalses hidroeléctricos de regulación estacional o interanual.

Los desarrollos de PHES comenzaron en la década de 1890 y aumentaron durante las décadas de 1960, 70 y 80 en Europa, Estados Unidos y Japón, donde continuó el rápido crecimiento de la energía nuclear y las unidades alimentadas con carbón. Estas grandes plantas de vapor térmico carecen de suficiente flexibilidad operativa para acomodar la demanda cambiante y requieren la capacidad de nivelación de carga. PHES también se consideró como una alternativa más económica a las plantas de petróleo y gas natural para “cortar las puntas”, especialmente durante los períodos posteriores a la crisis energética en la década de 1970 ([20] y [21]). En los últimos años, la prosperidad de los desarrollos fotovoltaicos y eólicos ha llevado a un resurgimiento del interés en PHES. El PHES de ciclo abierto, que está continuamente conectado a una fuente de agua que fluye naturalmente [22], domina el desarrollo de PHES existentes. Sin embargo, los desarrollos de la hidroeléctrica convencional fluvial, incluido el PHES, generalmente están limitados por la disponibilidad de recursos hídricos y una variedad de preocupaciones ambientales, como las interacciones con la ecología y los sistemas naturales [23]. En consecuencia, las expansiones de la hidroeléctrica de bombeo generalmente no se incluyen en la mayoría de los estudios futuros de alto desarrollo de energías renovables. Por el contrario, el PHES fuera del río a corto plazo, que incorpora sistemas hidroeléctricos de bombeo de circuito cerrado, consume cantidades modestas de agua y tiene pocos impactos en el medio ambiente y el paisaje natural.

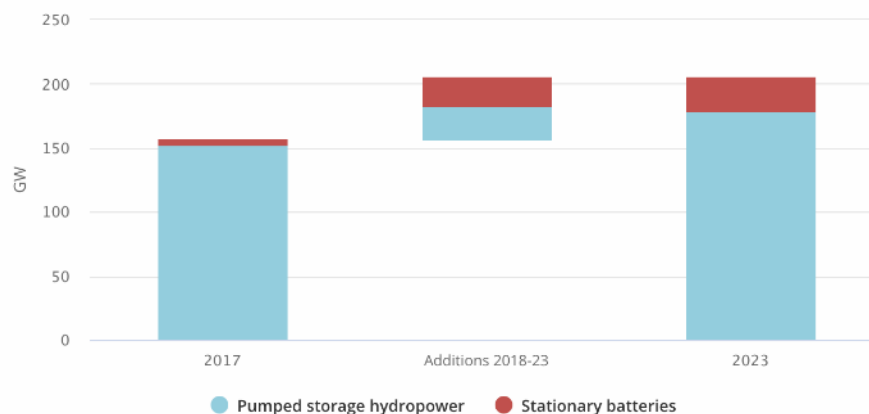


Figura 1.1: Capacidad acumulada instalada de almacenamiento. Fuente:[35]

Nota: Las baterías estacionarias incluyen baterías de servicio público y baterías detrás del medidor.

De acuerdo a la IEA, en los próximos cinco años, se pronostica que la capacidad de PHES aumentará casi un quinto (26 GW), principalmente en respuesta a las mayores necesidades de flexibilidad del sistema para integrar energías renovables variables en China, los países de Asia-Pacífico, Europa y la región MENA (*Middle East and North Africa*). La previsión se revisa desde *Renewables (2017)* debido a los recientes desarrollos de proyectos en China, Australia e India. Sin embargo, el financiamiento de nuevos proyectos de PHES y la operación rentable de los existentes siguen siendo desafíos clave, particularmente en mercados en los que los ingresos del arbitraje energético son inciertos, existen tarifas de red y/o carecen de mecanismos de remuneración que valoren los servicios del sistema proporcionados por PHES.

En este contexto, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, en el marco de su proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética (4e), y con la necesidad de implementar tecnologías como los sistemas de almacenamiento para aumentar la flexibilidad de los sistemas eléctricos y lograr reducir el impacto de la generación con variabilidad se contrata esta consultoría que se enfoca en las centrales hidroeléctricas de bombeo, bajo el supuesto que es la tecnología de almacenamiento más madura y con potencial de desarrollo en Chile por su geografía.

1.2. Objetivos

El objetivo general del proyecto es desarrollar una metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar el potencial de centrales de bombeo¹ con agua de mar en Chile.

Para alcanzar el objetivo general, se plantean los siguientes objetivos específicos:

1. Desarrollar una revisión del estado del arte de las centrales de bombeo de agua de mar y agua dulce considerando los siguientes temas:
 - a. Antecedentes históricos del desarrollo de centrales de bombeo en el contexto mundial.
 - b. Antecedentes de las experiencias internacionales de centrales de bombeo.
 - c. Antecedentes de la experiencia nacional de centrales de bombeo. Identificar las curvas de aprendizaje y la proyección internacional de la tecnología.
 - d. Características técnicas de las centrales de bombeo instaladas y en operación a nivel mundial.
 - e. Criterios y umbrales técnicos utilizados para la identificación de potenciales en las experiencias internacionales, incluyendo un cuadro comparativo.
 - f. Levantamiento de costos asociados a la instalación de centrales de bombeo, desagregando los componentes de su estructura de costos (por ejemplo, lo considerado por la PELP).
 - g. Consideraciones ambientales y sociales que conllevan la construcción de este tipo proyectos.
2. Revisar y definir una propuesta metodológica que permita identificar el potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile, descrita detalladamente de modo que pueda ser modificable. Para ello, de acuerdo con la información revisada en el punto 1, se consideran justificadamente al menos los siguientes criterios:
 - a. Topográficos (distancia entre tanques, reservorios de acumulación, alturas, etc.).
 - b. Meteorológicos y efectos.
 - c. Eléctricos y mecánicos (tipos de turbinas, líneas de transmisión, configuración de la central).
 - d. Obras civiles (diques, túneles, muros, estanques).

¹ Central de Bombeo: Aquellos sistemas de almacenamiento de energía conformados por centrales hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior utilización en la generación de electricidad.

- e. Económicos (costos asociados a la construcción, operación del proyecto).
- f. Legales (considerar legislación nacional).
- g. Físicos (restricciones ambientales, de ordenamiento territorial, de transporte, etc).

También, se definen criterios adicionales que pueden ser aplicados a la realidad chilena, identificando los que no son aplicables por falta de información.

3. Implementar y aplicar la metodología SIG definida mediante herramientas para geoprocetos en software de información geográfica. La aplicación se centra en la identificación del potencial de las centrales de bombeo de agua de mar en Chile, de acuerdo con los criterios definidos en el punto II. Entre los resultados se incluyen la estimación de potencial, el agua embalsada, la capacidad de generación de cada central de bombeo, los mapas con información de embalses, etc.
4. Caracterizar zonas de desarrollo de proyectos de centrales de bombeo con agua de mar, identificando volúmenes del reservorio superior, capacidad nominal de diseño, entre otras variables. Los resultados deben ser entregados en formato KMZ, shapefile y/o raster.

1.3. Sobre el informe y alcances

Este documento corresponde al informe final del estudio y da cuenta de los hallazgos y desarrollos planteados en los objetivos del estudio. En la siguiente sección se resume el marco metodológico de trabajo, mientras que en la sección 3, se sintetiza la revisión del desarrollo y estado del arte, donde se recopila y sistematiza la información pública, y la literatura académica, relativa a la tecnología de generación hidroeléctrica de bombeo a nivel nacional e internacional, para los casos de agua de mar y agua dulce. A continuación, en la sección 4 se describe la propuesta de metodología que permita identificar el potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile. La implementación y aplicación de la metodología, junto con los resultados de proyectos, tanto de agua de mar como dulce, se presentan en las secciones 5 y 6. En la sección 7 se presentan los resultados para bombeo con agua dulce, que incluye el tratamiento de costos, los resultados generales y una comparación preliminar con el potencial basado en agua de mar. Por último, en la sección 8 se presentan las conclusiones y recomendaciones finales del estudio.

Como se especificó en la propuesta de trabajo y se acordó con la contraparte técnica, se analizaron las centrales de agua dulce y agua de mar, lo que involucró el levantamiento de información y la implementación de una metodología basada en una plataforma computacional que incorpora múltiples criterios para analizar el potencial de centrales de acumulación por bombeo en Chile (con énfasis principal en agua de mar).

2. Marco Metodológico General

El desarrollo se plantea en diversas fases interrelacionadas, partiendo desde una revisión del estado del arte para concluir con una síntesis de los potenciales de proyectos de centrales de bombeo identificados en el territorio nacional, como se ilustra en la Figura 2.1.

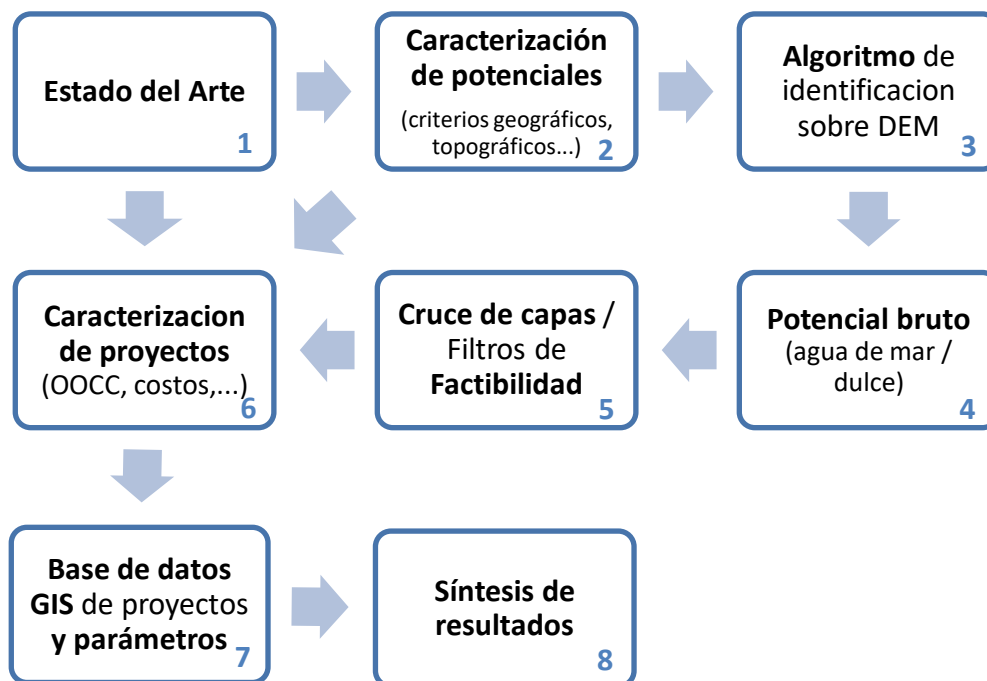


Figura 2.1: Marco Metodológico General.

En la revisión del estado del arte se recopila y sistematiza la información pública, y la literatura académica, relativa a la tecnología de generación hidroeléctrica de bombeo a nivel nacional e internacional, para los casos de agua de mar y agua dulce. Sobre esta base se construyen los criterios para la selección de zonas de potencial a identificar para su aplicación en mapas digitales con información de elevación DEM. Lo anterior alimenta un algoritmo computacional para la identificación de depresiones y desniveles que cumplen con los criterios de selección, usando como base los desarrollos por un grupo de investigadores de la Universidad Nacional de Australia, presentado en [2] para la identificación de potencial de centrales de bombeo de agua dulce. De la aplicación del algoritmo se obtiene una base de datos del potencial bruto de áreas de interés. Estas áreas son luego intersectadas con otras capas de información georreferenciada para determinar la disponibilidad práctica del suelo asociado al proyecto.

Este cruce entre datos de 'Potencial de Bombeo Bruto' y un conjunto de datos sobre 'Variables Geográficas Relevantes' que podrían condicionar su conveniencia se lleva a cabo en la *Etapa 5* del marco metodológico. Los datos sobre Potencial de Bombeo Bruto provienen del modelo ANU, mientras que los datos sobre Variables Geográficas Relevantes

han sido compilados de fuentes públicas oficiales con apoyo del Ministerio de Energía. El resultado del cruce geográfico son tablas con estadísticas geográficas del emplazamiento de embalses.

A modo de ejemplo, las estadísticas geográficas aplicadas a cada embalse de PCB indica:

- en qué región, provincia, comuna, cuenca, subcuenca, sub-subcuenca se emplaza,
- el distanciamiento a áreas protegidas o turísticas,
- indica la cantidad de Derechos de Agua (consuntivo y no consuntivo, Ejercicio Eventual y/o Permanente) y Caudal Anual Acumulado afectados por cada embalse
- distanciamiento a infraestructura (electricidad, transporte, industrial)
- distanciamiento a la costa

Posteriormente los proyectos viables desde el punto de vista uso de suelo son caracterizados en forma más detallada, incluyendo la estructura de costos. Esta estructura de costos es determinada y parametrizada en la revisión del estado del arte y refinada usando otras capas de información georreferenciada que estén disponibles para el estudio, como accesos y dimensionamiento más detallado de obras civiles (OCC), cercanía al sistema de transmisión y robustez del mismo en la zona.

Finalmente, los resultados son recopilados en bases de datos vectoriales, en formato kmz u otro que se acuerde y considera de utilidad. Asimismo, se construyen tablas y gráficos de resumen de potenciales por región y subsistemas eléctricos del país, entre otros.

En términos formales estudio se plantea en cuatro fases interrelacionadas: revisión del estado del arte, metodología para identificación de potencial de centrales de bombeo, implementación de la metodología y base de datos de proyectos caracterizados.

2.1. Fase 1: Revisión de Estado del Arte y Caracterización de Base

2.2. Estado del Arte

En la fase de Revisión de Estado del Arte, (procesos 1 y 2 del marco metodológico), se recopila y revisa toda la información relativa a análisis geográfico de potenciales de generación por centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo (CHAB) y temas relacionados como potencial hidroeléctrico. Esta revisión incluye no sólo estudios sobre potencial técnico, sino también de factores que determinen la factibilidad ambiental y legal de los potenciales identificados. Para la Caracterización de Base se construye una base de datos con la información pertinente, incluyendo la revisión de antecedentes de proyectos existentes de CHAB.

De esta forma, se llevará a cabo un diagnóstico de la situación nacional e internacional.

2.2.1. Sobre algoritmo de búsqueda e implementación

La metodología para la identificación de potencial, (proceso 3 del esquema metodológico), de centrales de bombeo se basa en el trabajo descrito en [2], y que tiene también su aplicación en [4] para determinar los potenciales de centrales de bombeo usando agua dulce con dos reservorios. Si bien el estudio se centra en la búsqueda de sitios para centrales de bombeo con agua de mar, también se aplica la metodología estándar de búsqueda de sitios para centrales de bombeo con agua dulce, esto es de dos reservorios. Esto, debido a que es de utilidad disponer de ambos potenciales. Más aún, si se considera que la tecnología de bombeo en agua dulce es una tecnología madura, ampliamente disponible, la de agua salada de mar es incipiente y hasta donde es conocido sólo existe una única experiencia en el mundo, en Japón [5].

La siguiente figura ilustra los resultados del algoritmo sobre mapas del MS Bing Maps de la plataforma AREMI australiana.

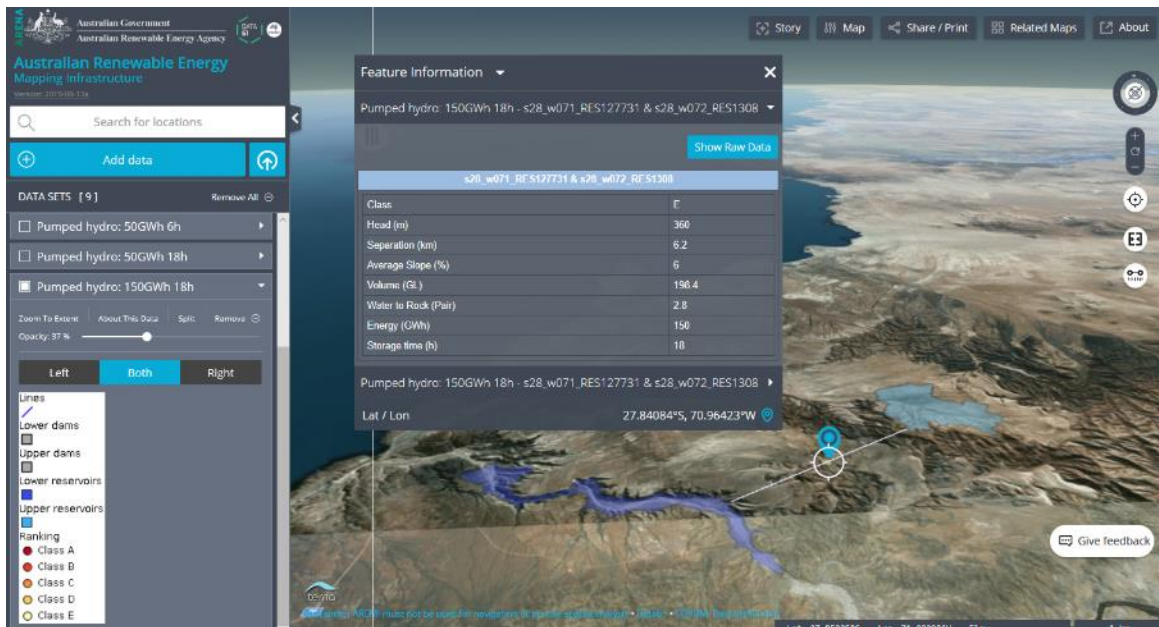


Figura 2.2: Captura de pantalla de resultados dispuestos en un mapa 3D.

2.2.2. Caracterización de costos

Complementario a los parámetros para identificación de sitios promisorios, se construye un modelo para la estimación de los costos de desarrollo. Esto, usando como información de entrada las caracterizaciones del algoritmo de búsqueda como la distancia entre reservorios, áreas de inundación, murallas, alturas y caudales de diseño. Con ello se dimensionan costos en obras civiles que, en conjunto con la información de otras capas de

información como distancias a infraestructura, permiten obtener un dimensionamiento grueso del costo de desarrollo del sitio, en forma paramétrica.

De la estimación de costos de desarrollo, se fundamenta una discusión relativa a las opciones de centrales hidroeléctricas de bombeo en Chile, contrastando agua de mar (con un reservorio) y agua dulce (con dos reservorios).

2.3. Fase 2: Metodología para identificación de potencial de centrales de bombeo

El enfoque metodológico propuesto, (procesos 3 y 4 del marco metodológico), considera la integración de un conjunto de criterios -técnicos, económicos, legales y sociales- en un sistema de información geográfica, con la finalidad de determinar en base a un análisis multicriterio espacialmente explícito, oportunidades de desarrollo de centrales de bombeo en Chile.

En esta fase se propone una metodología para la identificación de potencial de centrales de bombeo con agua de mar. La metodología propuesta se basa en la utilizada para la elaboración del Global atlas of *pumped hydro energy storage*, por el grupo del Prof. Andrew Blakers en la *Australian National University* y se describe en la siguiente sección.

2.4. Fase 3: Implementación de la metodología

Correspondiente en llevar a la práctica los procesos 4, 5 y 6, en esta fase se implementa la metodología propuesta aplicándola a las condiciones geográficas del país. Partiendo de los potenciales promisorios hasta el cruce de capas de información para obtener una base de datos de potenciales refinada.

Entre las capas a explorar, que pudiesen ser de relevancia se consideran:

- Datos meteorológicos: temperatura, viento, precipitación, humedad atmosférica, presencia de nubosidad, etc. (mediciones: DGA o Dirección Meteorológica; o eventualmente modelaciones atmosféricas: Exploradores Eólico y Solar MINENERGÍA/DGF)
- Ríos (ministerio de medio ambiente o DGA/MOP)
- Áreas protegidas: Múltiples categorías (principalmente: ministerio de medioambiente, bienes nacionales)
- Infraestructura de transporte (MOP)
- Infraestructura eléctrica (Ministerio de Energía)
- Caletas de pescadores (concesiones de uso de borde costero)
- Centros poblados
- Límites de cuenca, subcuenca, sub-subcuenca (DGA)
- Límites administrativos (INE) (Región/Provincia/Comuna)
- Línea de costa derivada de límites administrativos

- Humedales (Min. del Medio Ambiente)
- Salares (Sernageomin)
- Derechos de Agua (DGA)

A la base datos de proyectos refinados, se aplica el modelo de estimación de costos en función de los parámetros de caracterización de cada proyecto, para obtener el dimensionamiento del costo global del proyecto. Para ello se aplican los algoritmos de un modelo simple que permita describir más detalladamente el potencial de generación (estimación de potencial, el agua embalsada, la capacidad de generación de cada central de bombeo, los mapas con información de embalses, etc.) que utiliza los datos (atributos) definidos en la sección anterior.

2.5. Fase 4: Base de datos de proyectos caracterizados

Correspondiente a los procesos 7 y 8 del diagrama metodológico general, se construye una base de datos para caracterizar zonas de desarrollo de proyectos (con énfasis en centrales de bombeo con agua de mar), identificando volúmenes del reservorio superior, capacidad nominal de diseño, entre otras variables.

Adicionalmente se propone la generación de un catálogo (tipo atlas) de sitios y sus características más relevantes.

Los outputs de los datos se generan en formato kmz, ya que admite fácilmente la visualización en 3D, pero éste se puede traducir a otros formatos SIG (por ejemplo, ráster o shapefile).

También se generan hojas de cálculo con información detallada sobre cada sitio potencial. El formato del catálogo será en documentos PDF y bases de datos con componente geográfica.

3. Revisión del estado del arte de las centrales de bombeo de agua de mar y agua dulce

En esta sección se lleva a cabo una revisión del estado del arte a partir de una búsqueda de documentos referenciales en las líneas de antecedentes generales de centrales de bombeo, antecedentes específicos de centrales de bombeo con agua de mar y antecedentes sobre el uso de metodologías de estimación de potencial en base a sistemas de información geográfica. La revisión tiene por objetivo llevar a cabo un diagnóstico de la situación nacional e internacional respecto a los siguientes aspectos:

- a. Antecedentes internacionales e históricos del desarrollo de centrales de bombeo en el contexto mundial.
- b. Antecedentes de la experiencia nacional de centrales de bombeo,
- c. Curvas de aprendizaje y proyección internacional de la tecnología.
- d. Características técnicas de las centrales de bombeo con agua de mar instaladas y en operación a nivel mundial.
- e. Criterios y umbrales técnicos utilizados para la identificación de potenciales en las experiencias internacionales, incluyendo un cuadro comparativo.
- f. Levantamiento de costos asociados a la instalación de centrales de bombeo, desagregando los componentes de su estructura de costos.
- g. Consideraciones ambientales y sociales que conllevan la construcción de este tipo proyectos.

En total se revisan más de 40 referencias de las cuales se seleccionan 19 por sus pertinencias en los aspectos a analizar. La mayoría del resto de los documentos se descartan dado que corresponden a referencias usadas en la literatura principal, pero que igualmente fueron revisados por si aportaban algo adicional a la investigación. De la misma manera, para los capítulos finales del estudio se consideraron más referencias (principalmente relacionadas con costos). Todas ellas son incluidas en el anexo Referencias Bibliográficas y entregadas en archivos digitales. La siguiente tabla resume la información de los documentos revisados para esta sección de la revisión del estado del arte.

Tabla 3.1: Resumen de la revisión de literatura

#	Título	Organización / Revista	Tipo	Año	Autores	Escala	Descripción y alcances
1	A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage - Case of Iran	Energy (Elsevier)	Publicación científica	2019	Narges Ghorbani, Hamed Makian, Christian Breyer	Nacional otro	Estimación potencial para 4 topologías usando GIS, rankea los lugares factibles con análisis multicriterio
2	Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage	Applied Energy (Elsevier)	Publicación científica	2018	Bin Lu, Matthew Stocks, Andrew aspects, Kirsten Anderson	Transversal	Desarrolla algoritmos de información geográfica para determinar locaciones potenciales de CHAB en cuencas
3	Construcción de una propuesta de Plan Energético para la Región de Arica y Parinacota	Subsecretaría de Energía	Estudio	2017	Institucional	Local Chile	Presenta capítulo de determinación de zonas de aptitud energética para hidráulica de bombeo en la región de Arica
4	90-100% renewable electricity for the South West Interconnected System of Western Australia	Energy (Elsevier)	Publicación científica	2017	Bin Lu, Andrew Blakers, Matthew Stocks	Local otro	Modela escenarios de penetración de distintas tecnologías ERNC incluyendo centrales de bombeo, para el sistema oeste de Australia
5	100% renewable electricity in Australia	Energy (Elsevier)	Publicación científica	2017	Andrew Blakers, Bin Lu, Matthew Stocks	Nacional otro	Modela escenarios de penetración de distintas tecnologías ERNC incluyendo centrales de bombeo, para el sistema nacional de Australia
6	Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar	GIZ	Estudio	2016	Institucional	Nacional Chile	Estudio conceptual sobre centrales de bombeo con agua de mar para Chile, con reseñas sobre sus características, experiencias, diseño de piloto y costos
7	An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Renewable Energy to the National Grid	Energy Procedia (Elsevier)	Publicación científica	2014	Eoin McLean, Derek Kearney	Local otro	Evaluación para la instalación de una central de bombeo con agua de mar en Inglaterra
8	Assessment of Opportunities for New United States Pumped Storage Hydroelectric Plants Using Existing Water Features as Auxiliary Reservoirs	Idaho National Laboratory	Estudio	2014	Douglas G. Hall, Randy D. Lee	Nacional otro	Identificación de sitios para instalación de centrales de bombeo con plantas de ciclo cerrado a partir de topografía

#	Título	Organización / Revista	Tipo	Año	Autores	Escala	Descripción y alcances
9	Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage	Comisión Europea	Estudio	2013	Marcos Gimeno-Gutiérrez, Roberto Lacal-Aránzategui	Regional Europa	Evaluación de potencial a partir de topografía para instalación de CHAB en Europa
10	Pumped Storage Report 2018	National Hydropower organization	Estudio	2018	Institucional	Nacional otro y global	White paper con antecedentes y recomendaciones para el desarrollo de CHAB
11	Energy Storage Cost Summary for Utility Planning	Electric Power Research Institute	Presentación	2016	Institucional	Transversal	Datos de costos para distintas fuentes de almacenamiento de energía incluyendo CHAB
12	Electricity Storage and renewables: Costs and markets to 2030	International Renewable Energy Agency	Estudio	2017	Institucional	Transversal	Antecedentes y prospectiva de costos y tecnologías disponibles para almacenamiento de energía incluyendo CHAB
13	Pumped Storage and potential hydropower from conduits	US Department of Energy	Estudio	2015	Institucional	Nacional otro	Antecedentes y evaluación de potencial para CHAB
14	The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition	International Hydropower Association	Estudio	2018	Institucional	Transversal	Antecedentes sobre CHAB y recomendaciones de política pública
15	Página web "PSH Offshore Pumped-Storage of Hydroelectricity"	https://psh-offshore.com/en/introduction/	Web	2012	Thomas Roos	Transversal	Descripción de componentes técnicos de sistemas CHAB con agua salada
16	The future cost of electrical energy storage based on experience rates	Nature Energy	Publicación científica	2017	O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir and I. Staffell	Transversal	Realiza una exploración de costos futuros de distintas alternativas de almacenamiento de energía incluyendo CHAB
17	Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems	Energy	Publicación científica	2013	Dimitris Al. Katsaprakakis, Dimitris G. Christakis, Ioannis Stefanakis, Petros Spanos, Nikos Stefanakis	Local otro	Determina detalles técnicos de CHAB con agua de mar en Islas de Grecia utilizando el caso de Okinawa como principal referencia
18	Location selection of seawater pumped hydro storage station in China based on multi-attribute decision making	Renewable Energy	Publicación científica	2019	Yunna Wu, Ting Zhang, Chuanbo Xu, Xiaoyu Zhang, Yiming Ke, Han Chu, Ruhang Xu	Nacional otro	Determinación de potenciales lugares para la construcción de CHAB con agua de mar en base a decisión multicriterio
19	Energy Storage Technology and Cost Characterization Report	Pacific Northwest	Estudio	2019	Institucional	Transversal	Establece costos desagregados en base a revisión extensiva de todas

#	Título	Organización / Revista	Tipo	Año	Autores	Escala	Descripción y alcances
		National Laboratory					las alternativas de almacenamiento de energía

Fuente: Elaboración propia

Para cada uno de los documentos antes indicado se hace una revisión de alcance, indicando los temas de interés del presente estudio sobre los cuáles se presenta información. Los resultados se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.2: Categorización de temas de interés de los documentos revisados.

# Documento	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	TOTAL
Caracterización técnica general	no	no	no	si	si	si	si	no	no	si	no	si	si	si	si	no	si	no	no	10
Caracterización de costos	no	no	no	si	si	si	si	no	no	si	si	si	si	si	no	si	si	si	si	13
Aspectos Socio ambientales	si	si	no	no	si	si	no	no	si	si	no	no	no	no	no	no	no	si	no	7
Antecedentes internacionales	no	no	no	no	no	no	no	no	no	si	si	si	si	si	no	si	no	no	no	6
Antecedentes nacionales	no	no	si	no	no	si	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no	2
Caracterización técnica casos agua de mar	no	no	no	no	no	si	no	no	no	no	no	si	no	no	no	no	si	no	no	3
Criterios potencial	si	si	si	no	no	no	no	si	si	no	no	no	no	no	no	no	no	si	no	6

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan las conclusiones en cada uno de los ítems previamente señalados.

3.1. Antecedentes internacionales e históricos del desarrollo de centrales de bombeo en el contexto mundial.

La tecnología de centrales de bombeo tiene una larga data de experiencias exitosas a nivel mundial. Con los antecedentes más antiguos remontándose al año 1882 en Zurich Suiza con un proyecto que estuvo operativo por 10 años. Ya en la década de los años 20 comienzan a instalarse en distintas partes del mundo con proyectos formales y un peak de nuevos proyectos entre los años 60 y 80 muestran que se trata de una tecnología ampliamente explorada, probada y comercial. En la última década China entra con fuerza en la instalación de nuevos proyectos con esta tecnología, según se observa en la siguiente figura.

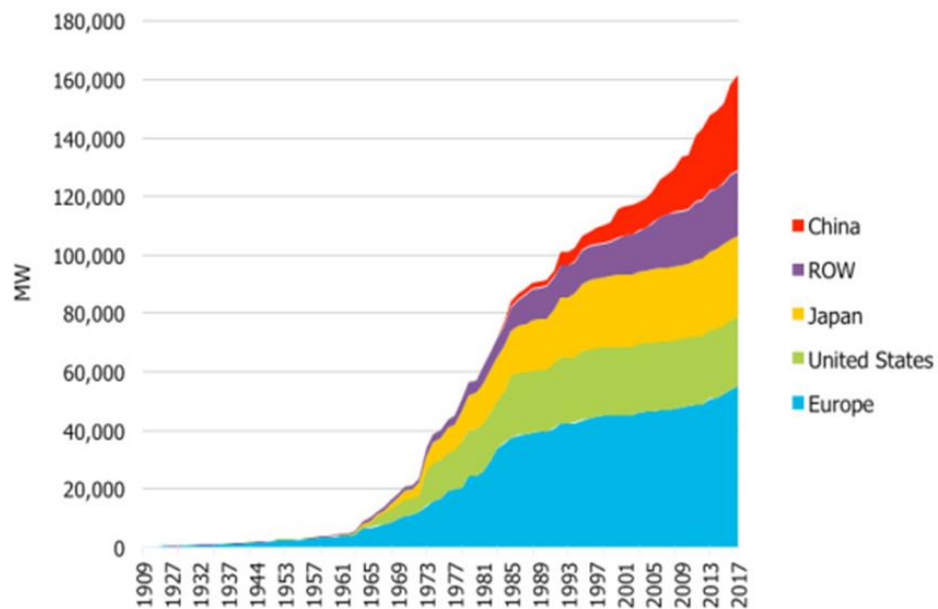


Figura 3.1: Proyectos de Centrales de bombeo Instalados. Fuente: [14]

En relación a antecedentes históricos de proyectos operando con agua de mar, el único proyecto de estas características instalado a la fecha corresponde a la estación Yanbaru de Okinawa, planta de 30 MW instalada el año 1999 la que operó correctamente durante 14 años.

La planta, la primera de este tipo en el mundo, producía electricidad bombeando durante la noche agua de mar a un tanque situado en una colina a 150 metros sobre el nivel del mar, y luego devolviendo el agua al mar a través de una turbina generadora de energía durante el día, cuando la demanda de electricidad está en su punto máximo [31].

El Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón construyó la central eléctrica en 1999 con el propósito de estudiar la energía renovable oceánica. J-POWER fue la empresa que la utilizó como instalación de prueba, pero no pudieron ponerla en práctica porque la demanda de energía eléctrica en Okinawa no creció como se preveía y la planta no iba a ser rentable como negocio [31].

3.2. Antecedentes de la experiencia nacional de centrales de bombeo

A nivel nacional el proyecto “Espejo de Tarapacá”, el cual está en etapas de planificación, corresponde a un caso emblemático ampliamente citado en distintas referencias revisadas con un tamaño proyectado de 300 MW.

El proyecto consiste en una Central Hidráulica Reversible, de bombeo-generación, en el sector costero de Caleta San Marcos, unos 100 kilómetros al sur de la ciudad de Iquique, junto a su respectiva Línea de Transmisión Eléctrica.

El Proyecto bombeará, durante el día, agua de mar mediante equipos de bombeo-generación, ubicados en la Caverna de Máquinas, a través de túneles submarinos (toma marina) y subterráneos (costa y farellón) hasta una depresión natural que constituirá un reservorio a partir de los 585 m.s.n.m. donde se acumulará el agua extraída. Posteriormente, en la noche, el agua acumulada en el reservorio se conducirá mediante los mismos túneles subterráneos hasta los equipos de bombeo-generación para generar energía eléctrica, restituyéndola finalmente al mar. La operación considera el mismo punto en el mar para efectos de toma y descarga del agua [30]. Ver figura siguiente.



Figura 3.2: Emplazamiento proyecto “Espejo de Tarapacá”. Fuente: www.valhalla.cl

En el esquema de bombeo, la Central consumirá 2,28 GWh/día, promedio anual, bombeando en promedio un caudal de 45 m³/s por 8 horas, y en esquema de generación producirá 1,75 GWh/día, promedio anual, descargando un caudal promedio de 28 m³/s [29]. En la figura siguiente se destacan las principales componentes de la operación del proyecto.

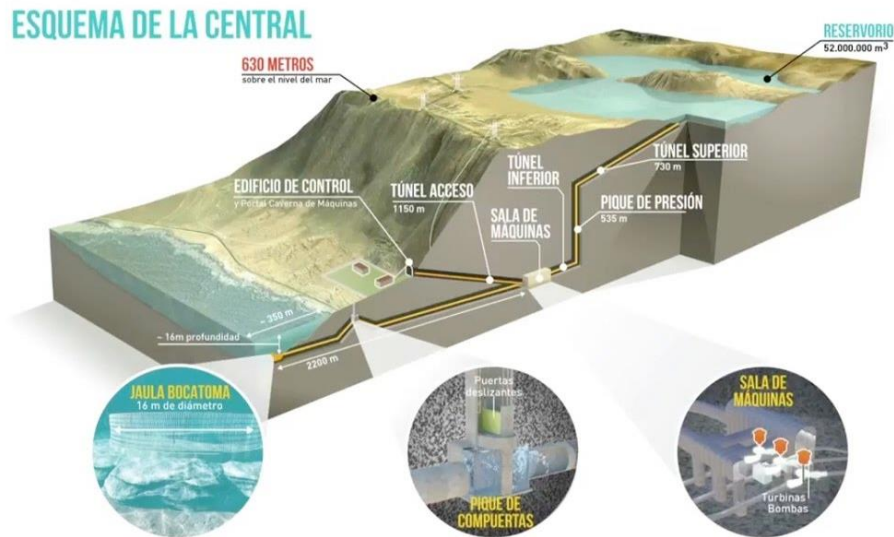


Figura 3.3: Esquema de operación proyecto “Espejo de Tarapacá”. Fuente: www.valhalla.cl

El monto estimado de la inversión del Proyecto es de USD\$ 385 millones [30].

También existe la experiencia de la central hidroeléctrica de los Maitenes en el río Colorado. Esta Central Hidroeléctrica es una de las más antiguas operando en Chile. Entró en servicio con tres generadores en 1923 junto a su planta auxiliar (con dos generadores) en 1924. Ambas centrales se encuentran ubicadas en la ribera izquierda del Río Colorado, afluente del río Maipo. Ambas son centrales de pasada con una potencia total de 30,8 MW y una generación media anual de 128 GWh. El caudal de generación lo obtienen del río Colorado y el estero Aucayes.

La bocatoma Maitenes se encuentra a 1.180 msnm, enfrente del edificio de control de la central hidroeléctrica Alfalfal. El canal de aducción Maitenes tiene una capacidad de 11 m³/s y una longitud de 8,1 km. Estas centrales poseen además un estanque de sobrecarga de 110.000 m³ desde donde nacen la tubería de presión de la planta auxiliar y de la principal y ambas pueden operar en serie hidráulica.

Actualmente las instalaciones de la Central Hidroeléctrica Los Maitenes pertenecen a AES Gener y han sido declaradas inmuebles de conservación histórica.



**Figura 3.4: Interior de la Central Hidroeléctrica de los Maitenes en el río Colorado, hacia 1921.
Fuente: Archivo fotográfico CHILECTRA / ENERSIS, 2001**

En cuanto a estudios prospectivos, el año 2016 se publica el estudio “Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar” [5] el que hace una caracterización conceptual de posibles proyectos a realizarse en Chile, identificando algunas zonas atractivas en el norte de Chile y evaluando un caso de estudio de 27,5 MW, con resultados costo-efectivos.

3.3. Curvas de aprendizaje y proyección internacional de la tecnología.

Las plantas tradicionales de PHS se conocen bien y son una tecnología madura con décadas de experiencia operativa. Por lo tanto, no se anticipan mejoras tecnológicas importantes en los próximos años en términos de costo, estructura o eficiencia de transformación. Por lo tanto, se supone que las características tecnológicas y económicas de los sistemas PHS permanecerán prácticamente sin cambios en el período hasta 2030 [12].

Distintos documentos presentan curvas de aprendizaje de centrales de bombeo, analizadas desde la perspectiva comparativa con otras tecnologías de almacenamiento de energía. En este sentido, la tecnología se posiciona en una etapa madura de desarrollo a nivel

internacional. La siguiente figura presenta una línea de desarrollo de distintas tecnologías en un gráfico comparativo de precios por capacidad nominal de energía y la capacidad nominal instalada.

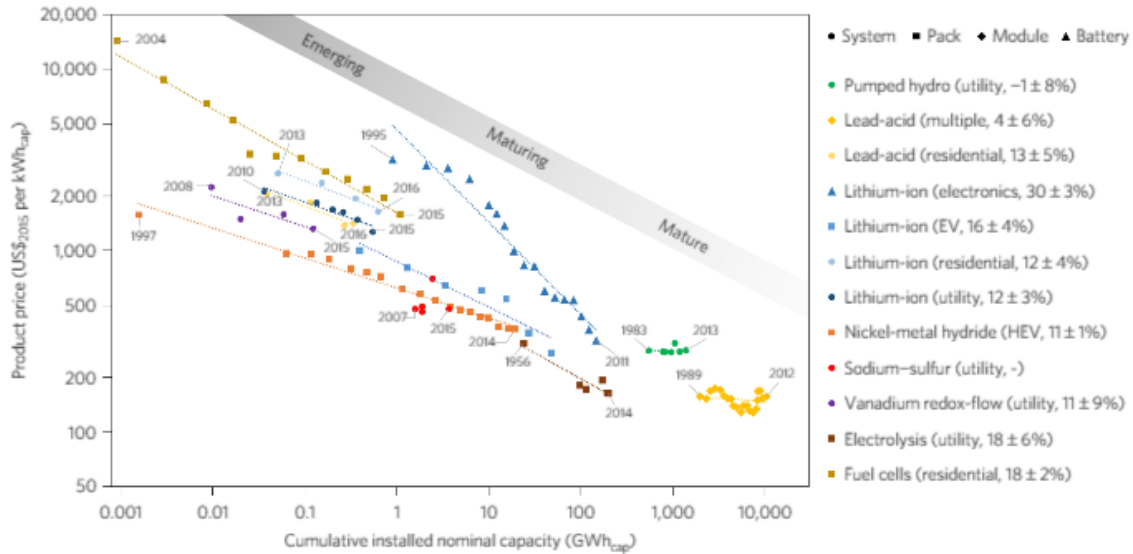


Figura 3.5: Grado de madurez tecnológica de distintas alternativas de almacenamiento de energía. Fuente: Nature 2017

Junto a lo anterior se espera un crecimiento de la capacidad instalada asociado a nuevos proyectos, tanto aprobados como en construcción, manteniendo por los próximos 10 años una tasa similar a la del crecimiento observado en los últimos 10 años, según se aprecia en la siguiente figura.

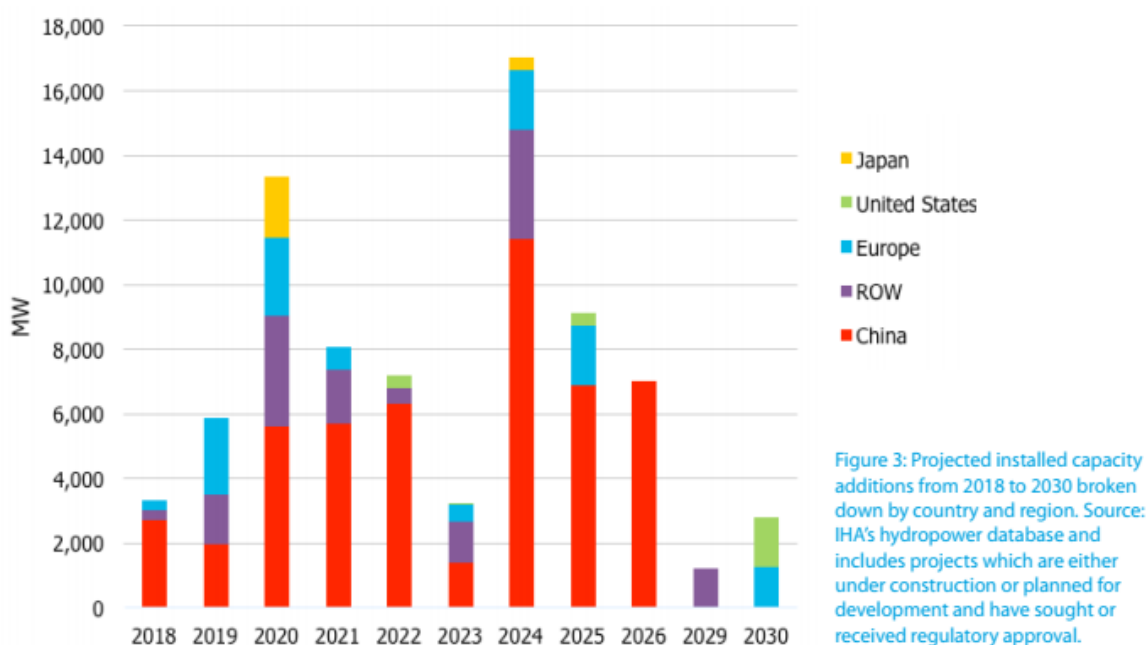


Figura 3.6: Proyectos de adicionales Centrales de bombeo al año 2030. Fuente: [14]

3.4. Características técnicas de las centrales de bombeo con agua de mar instaladas y en operación a nivel mundial.

Las características técnicas corresponden a las del único proyecto instalado a la fecha, diseñado para operar con agua de mar. La operación con agua de mar supone una serie de modificaciones a un proyecto típico de central de bombeo en los materiales utilizados, debido a la presencia de microorganismos que se adhieren en superficies y problemas de corrosión y/o fouling que el uso de agua de mar provoca en los distintos componentes de una instalación.

Además las tuberías de captación instaladas bajo el agua se extienden hasta puntos con la profundidad del mar donde las tensiones sobre la estructura de succión de agua, atribuibles a oleaje son despreciables y, adicionalmente, el agua se mantiene relativamente limpia de residuos que son desplazados por corrientes. Las tuberías además se entierran 0,5 a 1 m bajo el fondo marino y sus longitudes están determinadas por la morfología de éste, para asegurar la succión de agua.

Las siguientes figuras presentan un esquema de la central y de los materiales utilizados.

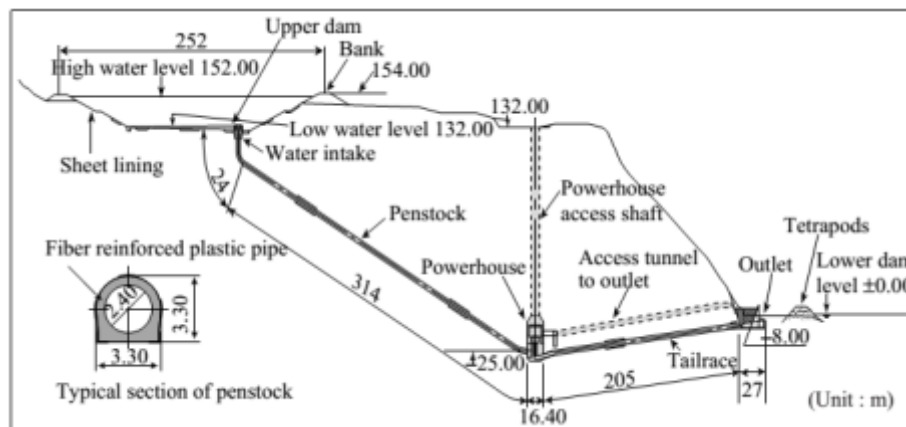


Figura 3.7: Esquema Central de bombeo Yanbaru de Okinawa. Fuente [5].

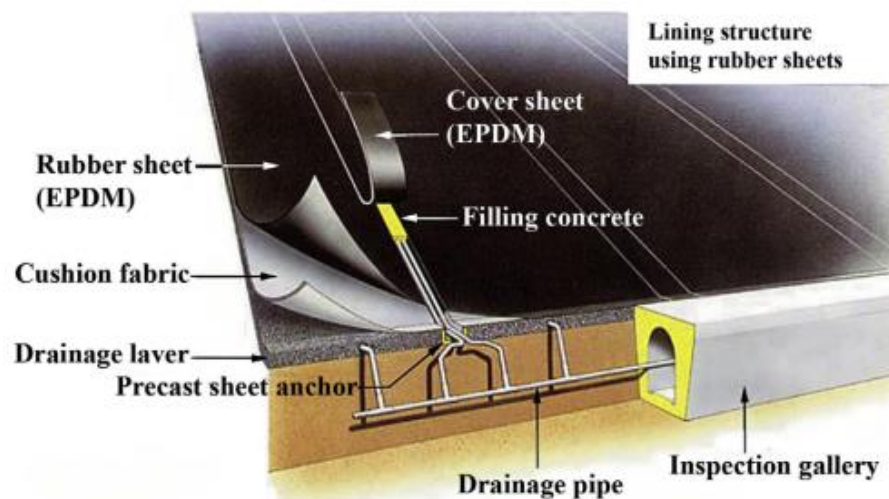


Figura 3.8: Esquema Materiales Central de bombeo Yanbaru de Okinawa. Fuente: [17].

En lugar de acero, el conducto de agua estaba hecho de plástico reforzado con fibra para evitar la corrosión y la contaminación por percebes (crustáceos), y la turbina de la bomba incluía acero inoxidable para mejorar la resistencia al agua de mar [31].

A nivel de tecnología se establecen 3 posibles configuraciones según el nivel de acoplamiento entre el sistema turbina/generador y el sistema motor/bomba: (1) un tipo con sistemas separados; (2) un tipo con sistema ternario con acoplamiento entre motor y generador, y turbina y bombas separados; y (3) un tipo binario reversible con acoplamiento entre turbina/ bomba y motor/ generador. Estas configuraciones se presentan en la figura siguiente.

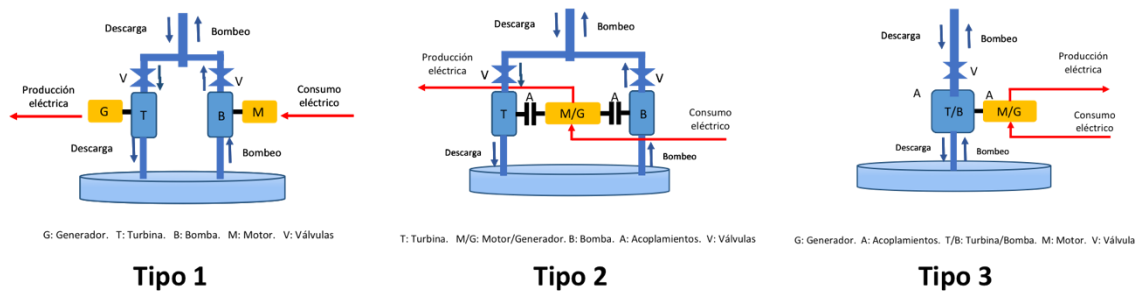


Figura 3.9: Posibles configuraciones según nivel de acoplamiento entre sistema turbina/ generador y sistema motor/ bomba. Fuente: [5].

Por último, en la figura siguiente se presenta el esquema de un sistema de almacenamiento de bombeo convencional típico, con sus distintas etapas y componentes. Ellas serán utilizadas más adelante en la parametrización de costos que permitirá rankear y seleccionar potenciales centrales de bombeo.

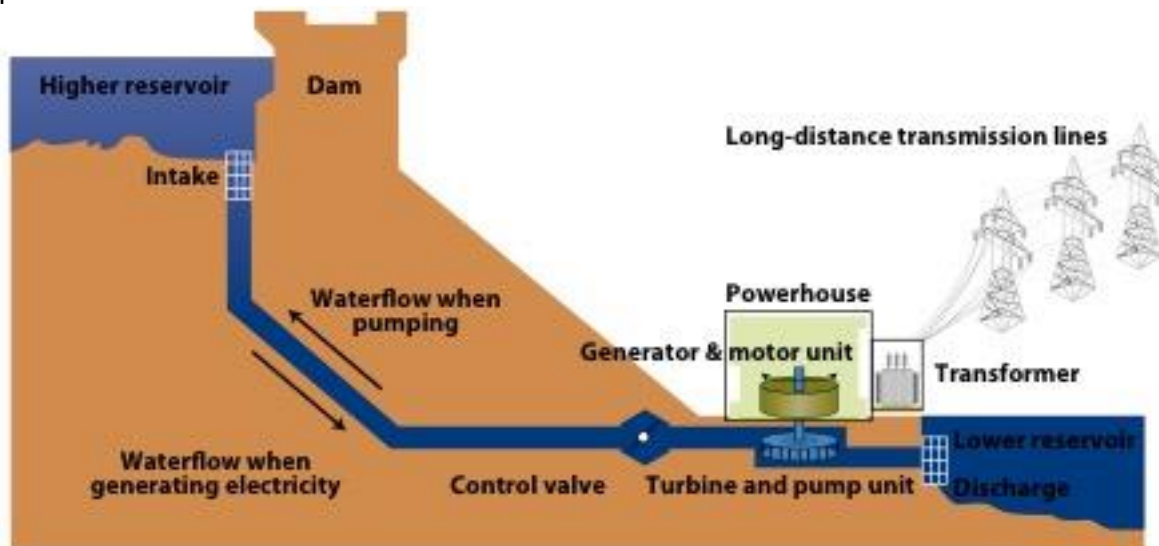


Figura 3.10: Esquema de un sistema de almacenamiento de bombeo convencional típico. Fuente: [12].

3.5. Criterios y umbrales técnicos utilizados para la identificación de potenciales en las experiencias internacionales

Diversos criterios son utilizados para estimación de potencial, siendo el criterio en base a topografías el más presente en la bibliografía revisada. En [18] se realiza una síntesis de criterios utilizados a partir de una revisión bibliográfica exhaustiva, estableciendo 3 posibles casos: (i) estimación de sitios para la instalación de centrales de bombeo en base únicamente a la ubicación de terrenos potenciales; (ii) estimación de sitios en base a ubicación de terrenos, riesgos (áreas propensas a daños, sísmicas) y clima (temperatura,

lluvia, viento); y (iii) estimación en base a ubicación de terrenos y cruce con efectos sociales, económicos y ambientales. El mismo documento establece particularidades de criterios que afectan el caso de centrales operando con agua de mar.

De los 3 casos anteriores, para la aplicación del caso más complejo, que considera criterios territoriales, ambientales, sociales y económicos, la Unión Europea establece la siguiente metodología (a). Esta metodología es aplicada únicamente para el uso de reservorios de agua dulce. En el caso de usos con agua de mar, por sus condiciones particulares, los autores en [1] establecen la metodología de aplicación de los criterios para llegar al potencial teórico (siguiendo los mismos pasos posteriores), presentada en el siguiente diagrama (b).

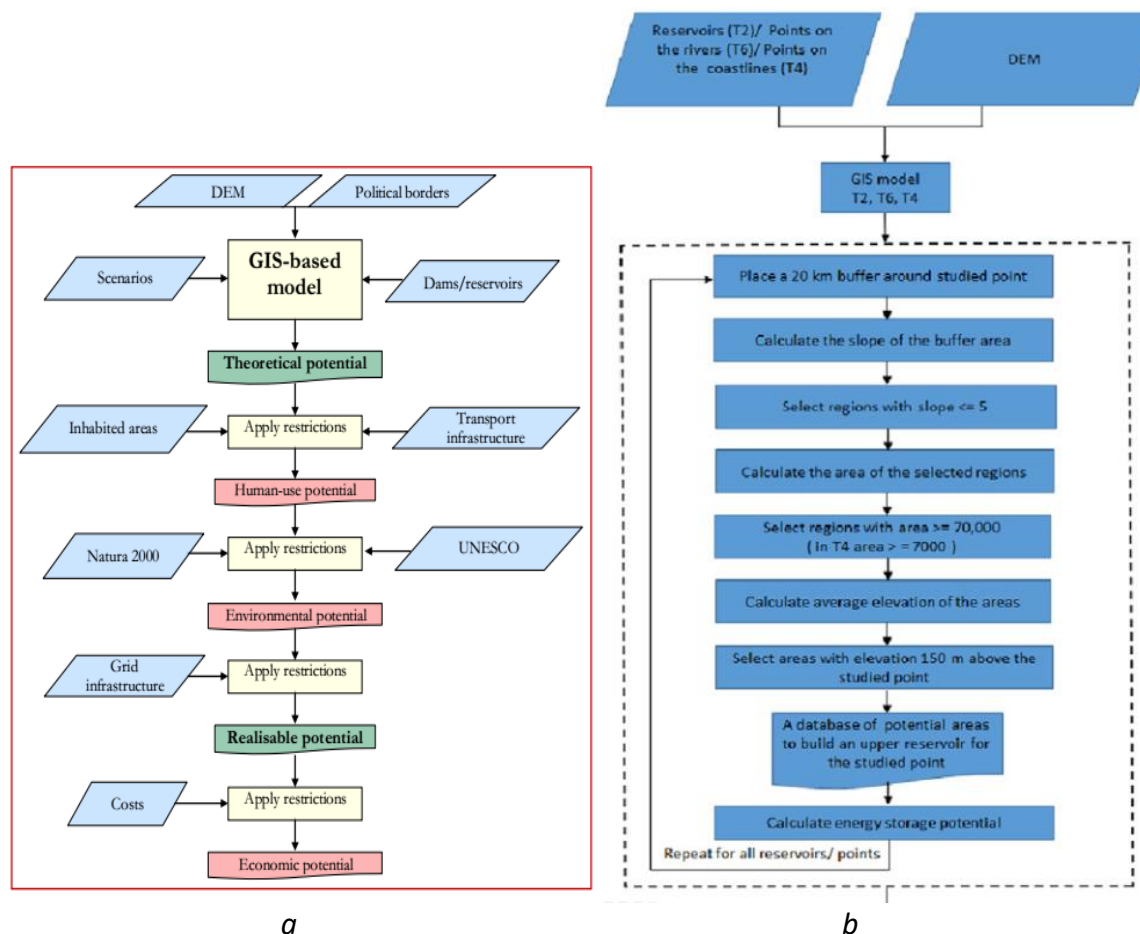


Figura 3.11: (a) aplicación de criterios para determinación potencial de instalación de central de bombeo genérica. Fuente: [9]. (b) aplicación de criterios para determinación de potencial teórico de instalación de centrales de bombeo con agua de mar. Fuente: [1].

3.6. Levantamiento de costos asociados a la instalación de centrales de bombeo, desagregando los componentes de su estructura de costos.

Diversas fuentes consultadas presentan información sobre los costos de instalación de centrales de bombeo, mientras que sólo algunos presentan información de costos para centrales de bombeo de agua de mar.

3.6.1. Costos generales de centrales de bombeo

En relación a los costos detallados de tecnologías generales para centrales de bombeo, se presentan los más actualizados a la fecha. De acuerdo a [19] y basado en [33] se analizó el costo de inversión para 11 proyectos PSH anunciados en Alemania, los que incluían "adquisición de terrenos, obras civiles y la estructura hidráulica de acero" y las "máquinas mecánicas y eléctricas", esta última estimada como el 20 a 30 por ciento del costo total. Se concluye que el costo disminuía linealmente al aumentar la capacidad de potencia de PSH.

El costo para un sistema de 500 MW se estimó en \$ 1.840/kW, con el equipo eléctrico y mecánico, en un 25 por ciento, correspondiente a \$ 460/kW. Sin embargo, se pudo constatar que las condiciones específicas del sitio afectaron los costos más que la capacidad de MW de la planta de PSH. Este es un ejemplo de la complejidad de tratar de dividir el costo de PSH entre varios componentes, porque las condiciones específicas del sitio pueden dominar los costos.

A partir de los datos disponibles, se determinó que el costo de PSH era de USD 2.638 por kW para una planta de 16 horas. A continuación se muestra el desglose de los diversos ítems, incluido el costo estimado para el conjunto del depósito inferior igual al del depósito superior. Dependiendo del terreno, los costos de los túneles, el depósito superior y el depósito inferior pueden variar. Esta lista no incluye los costos de la transmisión, que pueden ser tan altos como USD 700/kW.

- Total costos iniciales: 2640 USD/kW
 - Costos propiedad 370 USD/kW
 - EPC 390 USD/kW
 - Túneles 135 USD/kW
 - Excavaciones sala de máquinas 80 USD/kW
 - Sala de máquinas 835 USD/kW
 - Reservorio superior 420 USD/kW
 - Reservorio inferior 420 USD/kW

- Costos de Operación y Mantenimiento: 15,9 USD/kW-año

Los costos de capital se presentan en el siguiente gráfico.

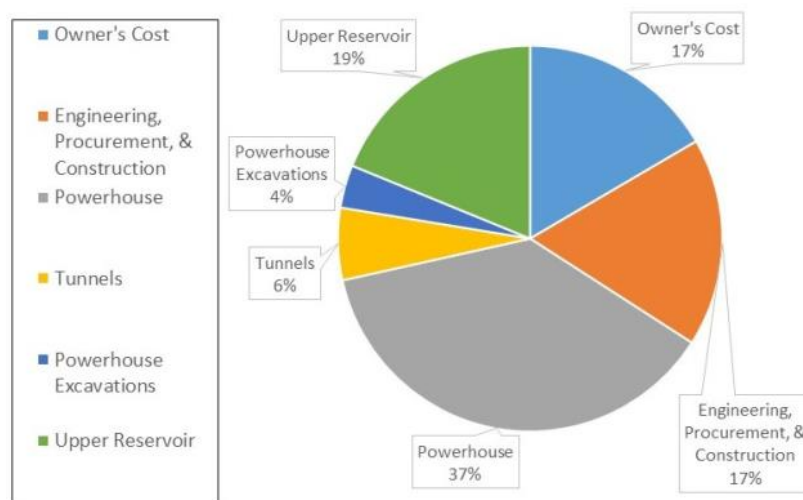


Figura 3.12: Costos de capital desagregados centrales de bombeo. Fuente: [19].

3.6.2. Costos de centrales de bombeo con agua de mar

En particular, para el caso de centrales operando con agua de mar se cuenta con la siguiente información desagregada, al año 2013. Para dos centrales en Grecia, de 3MW y 50MW respectivamente.

Tabla 3.3: Costos desagregados de centrales de bombeo con agua de mar.

Ítem	Componente	COSTO MM€		COSTO MMUSD	
		50 MW	3 MW	50 MW	3 MW
1	Planta de potencia	15,0	2,8	16,8	3,1
2	Estación de bombeo	18,0	2,2	20,2	2,5
3	Reservorio superior	12,0	4,3	13,5	4,8
4	Compuertas	20,0	2,4	22,4	2,7
5	Nuevas obras vialidad	1,2	0,6	1,3	0,7
6	Nuevas redes	8,0	0,8	9,0	0,9
7	Infraestructura varios	10,0	1,4	11,2	1,6
8	Equipo electromecánico	5,0	2,2	5,6	2,5
9	Pago consultorías	3,0	0,3	3,4	0,3
10	Otros	5,0	0,5	5,6	0,6
Total costo de instalación		97,1	15,3	109,0	17,2
Total costo específico instalación (€ - USD/KW)		1.943	5.114	2.180	5.738

Fuente: [17]

En 2017, fue llevado a cabo un estudio de factibilidad para un proyecto de almacenamiento de energía hidroeléctrica con bombeo de agua de mar (SPHES) en un sitio en el Área de Capacitación de Cultana (CTA) cerca del extremo noroeste del Golfo de Spencer en el sur de Australia. Este proyecto con agua de mar se estudió debido a la falta de recursos de agua dulce en esta zona y a las limitadas captaciones de agua dulce fuera de áreas ambientalmente sensibles.

El proyecto corresponde a una Central de Bombeo de 225 MW (3 unidades de turbinas reversibles) con una capacidad de almacenamiento de energía de 1.770 MWh para 8 horas de generación. En la figura siguiente se esquematizan algunos de los principales aspectos del proyecto.

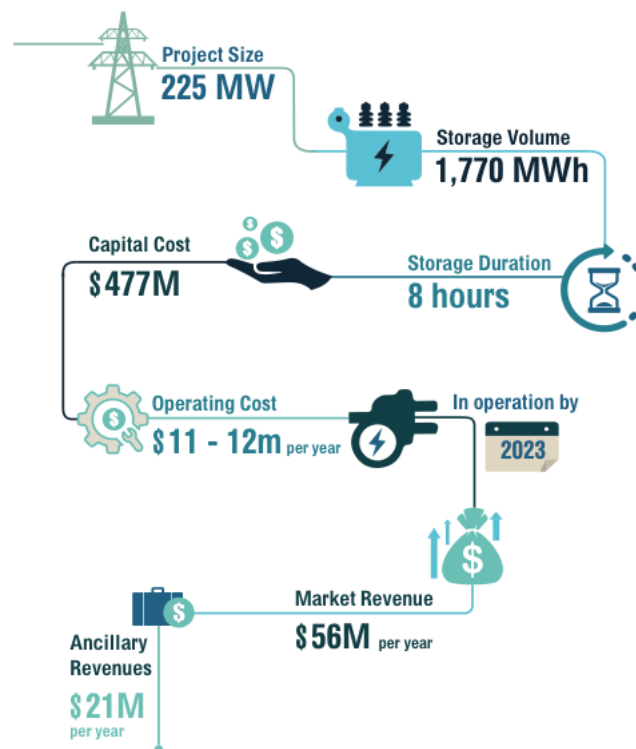


Figura 3.13: Características del proyecto Cultana. Fuente: [32].

El diseño conceptual tiene un costo de capital estimado total de USD 477 millones \pm 30%, que es un nivel de precisión típico de un estudio en esta etapa del desarrollo del diseño. La tabla siguiente muestra el desglose del costo de capital.

Tabla 3.4: Estimaciones de costos de capital proyecto Cultana.

Elemento del proyecto	Costo (USD MM)
Civiles	43
Obras de construcción	41
Mecánica	103
Eléctrica e instrumentación	31
Tubería de carga y piping	99
Trabajos marinos	25
Balance de Planta	2
Costo directo	344
Costo indirecto	133
Total	477

Fuente: [32].

Los costos indirectos incluyen el diseño, los costos generales y el margen del contratista, el escalamiento, los preliminares como el seguro y una contingencia del 10%.

Respecto a otros sistemas PHES, se observa que el costo de capital estimado de aproximadamente \$ 2.1 millones por MW de capacidad instalada para el proyecto Cultana está en el extremo superior del rango de sistemas hidráulicos de bombeo de agua dulce comparables. Los costos son más altos debido a:

- la larga tubería de compuerta de 3,3 km;
- la extensa estructura de cribado marino y canal de descarga para minimizar las velocidades de entrada y salida de agua;
- construcción costosa de la central eléctrica tan cerca de la costa; y
- uso de recubrimientos y aleaciones especiales para evitar la bioincrustación y la corrosión.

Respecto a los costos de operación, estos corresponden a mano de obra, costos de conexión a la red y costos de mantenimiento. La tabla siguiente muestra las estimaciones para cada categoría de costos operativos.

Tabla 3.5: Desglose de costos operacionales por categoría proyecto Cultana.

Categoría de costo	Costos operacionales totales (USD MM por año)
Categoría de costo	
Costos operacionales fijos	
Mano de obra	1.2
Costo tercerizado (por ejemplo, mano de obra, limpieza, administración)	1.3
Conexión a la red y tarifas de mercado	3.0
Mantenimiento anual - planificado	4.5
Seguro	0.5
Consumibles	0.4
Total de costos operacionales fijos	10.8
Costos operacionales variables totales	1.1

Fuente: [32].

Por último, en cuanto a escenarios futuros, se espera cierta estabilidad en los costos de estas tecnologías, según se presenta en el siguiente diagrama.

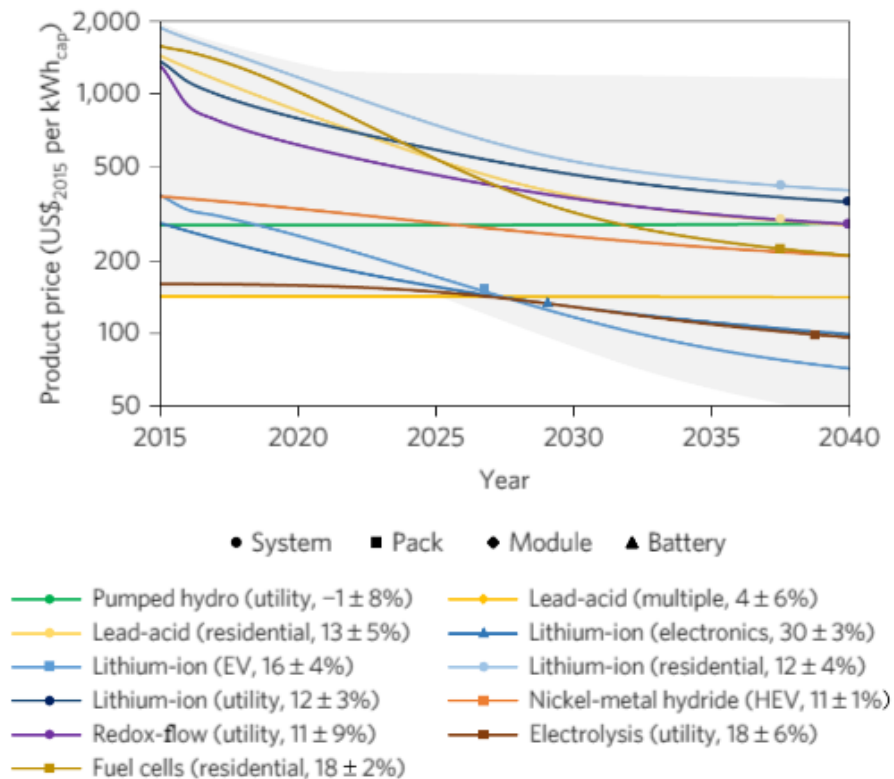


Figura 3.14: Proyecciones de costos de tecnologías de almacenamiento. Fuente: [16].

3.7. Consideraciones ambientales y sociales que conllevan la construcción de este tipo proyectos.

Además de las consideraciones ambientales, el cambio social es el resultado más obvio de este tipo de proyectos, además del valor de los servicios auxiliares, los que deben evaluarse antes de la construcción.

A nivel internacional, los siguientes aspectos ambientales y sociales son revisados para la construcción de este tipo de proyectos.

Aspectos ambientales

- Lluvia promedio. El clima adverso, como la lluvia, puede provocar derrames de agua de mar, lo que causa grandes daños al medioambiente.
- Actividad sísmica. Una alta actividad sísmica puede complicar las operaciones de la central de bombeo.
- Corrosión ecológica. Dado que la planta de bombeo está construida cerca de la orilla del mar puede causar muchos tipos de contaminación al medio ambiente a través de derrames de agua de mar debido a tormentas, etc.
- Reducción de emisiones de carbono. La reducción de emisiones de carbono de la planta de bombeo no debe limitarse sólo a la generación de energía equivalente en comparación con la energía térmica. El proceso de construcción y operación también producirá carbono que no puede ser ignorado.

Aspectos sociales

- Disposición de los residentes locales. La actitud de los residentes locales adquiere mucha importancia para toda la construcción, ya que se relaciona con la estabilidad social.
- Política de uso del suelo. La política de uso de la tierra es de gran importancia para la construcción, los costos y el servicio de construcción. Con una política más flexible, el costo será más bajo y algunos otros aspectos del proyecto son más convenientes.
- Mejora económica. Es un aspecto esencial en la construcción del proyecto el desarrollar una mejora en la economía local y nacional
- Empleo. Se espera un aumento del empleo en industrias relevantes, incluida la industria manufacturera, el transporte, etc.

El aspecto más importante que se trata en la literatura es la fuga de agua de mar desde el depósito superior o desde la tubería de descarga, lo que puede conllevar un riesgo importante que debe ser minimizado. En efecto, hay dos problemas técnicos principales que deben abordarse; sellado del depósito y uso de materiales resistentes a la corrosión

para la tubería de descarga. La dispersión del agua de mar por el viento desde la superficie del depósito superior también debe minimizarse [17].

Por otro lado, el uso de materiales resistentes a la corrosión también es necesario para todos los equipos hidrodinámicos (bombas, turbinas hidráulicas, etc.). La ubicación de las estaciones hidrodinámicas en la costa y el suministro de agua de mar desde el mar hasta la estación de bombeo debe estudiarse teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas extremas que se pueden encontrar en el sitio [17].

Otras consideraciones presentes en las estimaciones de sitios potenciales para la generación eléctrica por centrales de bombeo son los siguientes:

- Distancia máxima entre dos sitios potenciales
- Altura mínima de caída.
- Capacidad mínima del reservorio
- Distancia mínima a poblaciones
- Distancia mínima a sitios protegidos por patrimonio de la humanidad o conservación de naturaleza.

Además, en el caso de Chile en particular se establece la necesidad contar con concesiones marítimas y estudios de impacto ambiental, en donde es necesario contar con información sobre la captación del agua, el emisario, entre otros aspectos.

Lo presentado en esta sección son los aspectos más importantes que tienen que ver con las consideraciones ambientales relacionadas a los proyectos de bombeo con agua de mar. Ellos se consideran como parte de los costos adicionales relevantes para la evaluación y selección de este tipo de proyectos².

² El resto de consideraciones que se incluyen en un estudio de impacto ambiental son similares a las de otros proyectos de inversión y si son de interés, se recomienda revisarlas en detalle en el estudio de impacto ambiental del proyecto Espejo de Tarapacá (SEA, 2014).

4. Propuesta metodológica para la identificación del potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile

La propuesta metodológica se basa en la utilizada para la elaboración del *Global atlas of pumped hydro energy storage*, por el grupo del Prof. Andrew Blakers en la *Australian National University*. Dicha metodología está basada principalmente en la identificación topográfica de posibles pares de reservorios que compongan las PHES. La presente propuesta se construye sobre el trabajo del Prof. Blakers, quien es parte del equipo de trabajo, extendiendo el análisis a centrales por bombeo de agua de mar e incorporando criterios adicionales al topográfico, incluyendo:

- Meteorológicos y efectos .
- Eléctricos y mecánicos (tipos de turbinas, líneas de transmisión, configuración de la central).
- Obras civiles (diques, túneles, muros, estanques).
- Económicos (costos asociados a la construcción, operación del proyecto).
- Legales (considerar legislación nacional).
- Físicos (restricciones ambientales, de ordenamiento territorial, de transporte, etc).

A continuación se describe la metodología mencionada, sobre la base de algoritmos SIG, la que se adapta a los requerimientos a nivel nacional. El modelo se basa en un software llamado STORES³ y la modelación incluye los siguientes módulos funcionales (figura siguiente):

- "Destacar" para excluir las regiones sin suficiente diferencia de altitud dentro de una distancia aceptable.
- "DryGully" (DG) para identificar depresiones con forma de cuenca u hoya dentro de las áreas resaltadas.
- "TurkeysNest" (TN) para la identificación de posibilidades de embalsar dentro de las áreas destacadas.
- "PrettySet" (PS) para la depuración de información de sitios seleccionados.

Esta metodología es adaptada para centrales de bombeo con agua de mar. Para ello se considera el mar como el reservorio inferior en el proceso de análisis topográfico. Así la búsqueda se centra en depresiones cuya relación altura y distancia del mar no supera 1:20, valor más conservador que el usado en [2]. Esto permite generar una gran cantidad de sitios potenciales, que como se verá en los resultados de la implementación de la metodología, serán seleccionados/descartados por otros criterios, más allá de la razón altura/distancia a la costa. Esto obedece a un criterio práctico para reducir el espacio de búsqueda de sitios

³ Todos los scripts están escritos en Python y usan sus bibliotecas como NumPy y SciPy, así como el paquete ArcPy de Esri ArcGIS.

promisorios, teniendo en consideración el impacto significativo en los costos que tiene la distancia de separación entre bocatomas, ver sección de costos en capítulo 5.

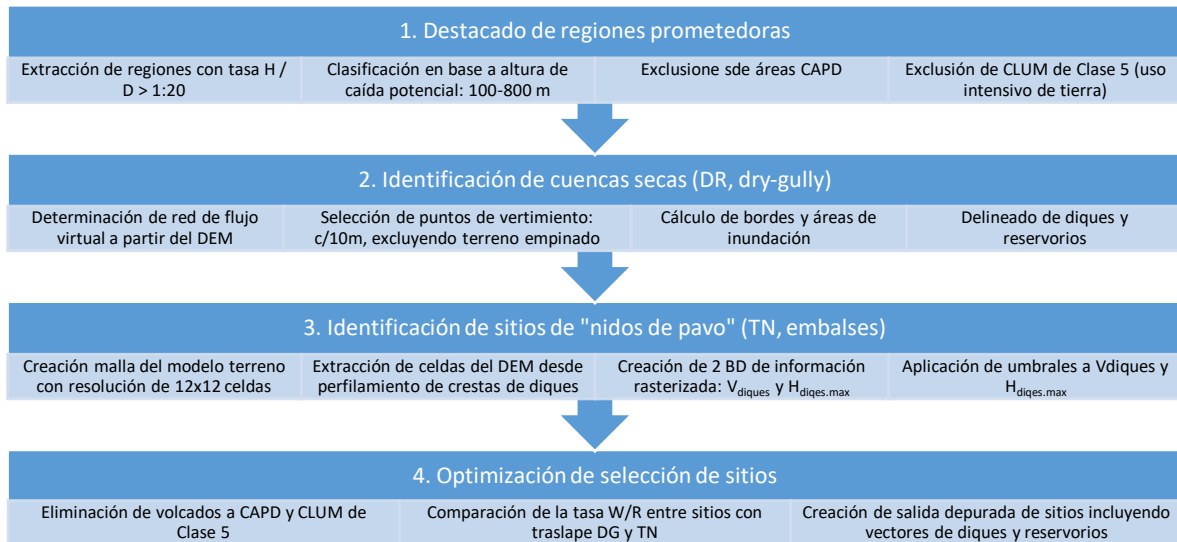


Figura 4.1: Algoritmo base para búsqueda de sitios apropiados para centrales de bombeo.
Fuente: [2].

4.1. Destacado de regiones prometedoras

Para reducir las cargas de cómputo asociadas con el alcance de búsqueda, se aplica un criterio de exclusión para eliminar las regiones sin las diferencias de altura requeridas para un almacenamiento eficiente. Se utiliza un umbral de relación mínima de altura a distancia horizontal (H/D) para resaltar las regiones que cumplen con el criterio. Inicialmente se usará una relación H/D mínima de 1:20. Por otro lado, se excluyen reservorios que entren en conflicto con el ordenamiento territorial como áreas protegidas, zonas urbanas, entre otros. Más detalles en la sección 4.6.

4.2. Identificación de cuencas "dry-gully" (DG)

Para identificar posibles sitios de cuencas secas (dry-gully sites) se deriva una red de flujo virtual del DEM lleno de espacios vacíos. Se establece un umbral mínimo de 111 celdas de acumulación en la delineación de corrientes virtuales para permitir que el área superficial del depósito sea mayor de 10 Ha con una resolución de celda de aproximadamente 30 m. Lu y Wang [28] también extrajeron una red de flujo virtual del DEM para identificar valles naturales que pueden utilizarse como un reservorio de PHES. A diferencia de Lu y Wang, en este caso se calcula la capacidad de almacenamiento de las quebradas secas y el movimiento de tierra requerido para construir una presa a través de un modelo de cuenca (figura siguiente).

Luego, para las celdas ráster a un intervalo de 10 m de altura en la red de flujo virtual, se crea una secuencia de puntos de fluidez virtuales extrayendo las intersecciones de los flujos y los contornos de 10 m (figura siguiente). Se calcula una cuenca hidrográfica para cada punto de fluidez desde su ubicación y un ráster de dirección de flujo derivado del DEM.

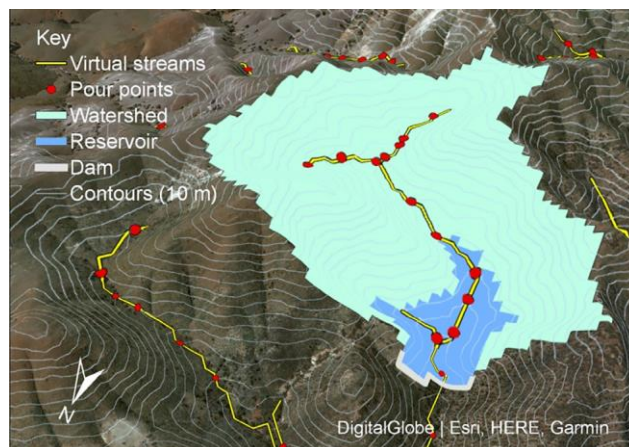


Figura 4.2: Delimitación de la cuenca, el embalse y la presa de un sitio de cuenca seca (exageración de elevación: 2). Fuente: [2].

Las alturas máximas de la pared de la presa se utilizan para definir las áreas inundadas (reservorios) dentro de esa cuenca. Una superficie mínima de 111 células raster (alrededor de 10 ha) se aplica nuevamente en este paso para garantizar que los depósitos seleccionados para análisis posteriores sean capaces de una capacidad de almacenamiento suficiente. Además, los puntos de fluidez ubicados en una pendiente mayor a 1:5 están excluidos debido a la probabilidad de capacidad de almacenamiento insuficiente. Además, evita la construcción de presas en terrenos empinados, lo que solo es técnicamente factible en condiciones limitadas.

Un análisis celda por celda o sección por sección a lo largo de una red de flujo es un enfoque genérico para la toma de decisiones en la planificación de esquemas de suministro hidroeléctrico o de agua. Al especificar una altura máxima de la pared de la presa en la ubicación de cada punto de fluidez, se pueden decidir las áreas inundadas, que incluyen todas las celdas ráster de la cuenca con una diferencia de altitud menor que la altura máxima de la pared de la presa desde el punto de fluidez. El contorno de una presa se delinea a partir de los bordes comunes (celdas) de la cuenca y sus áreas inundadas (reservorio) como se muestra en la figura anterior.

Tabla 4.1: Criterios de búsqueda.

Criterio	Sitios de cuencas secas	Sitios de nidos de pavo
Relación mínima de altura a distancia	1:15	1:15
Altura mínima	300 m	300 m
Superficie mínima del reservorio	10 ha (111 celdas raster)	5 ha
Capacidad de almacenamiento mínima	1 GL	1 GL
Altura máxima de la pared de la presa	40m	20m
Máxima excavación	-	600 MI
Inclinación de la presa	1: 1	1: 3
Pendiente máxima para la construcción de presas	1: 5	-
Áreas protegidas	No en CAPAD	No en CAPAD
Usos intensivos del suelo	No en CLUM Clase 5	No en CLUM Clase 5
Resolución (intervalo de búsqueda)	10 m de altura	12 celdas × 12 celdas

Fuente: [2].

En la figura siguiente se presentan de manera esquemática los sitios de cuencas secas y de nido de pavo. El primero corresponde a una pequeña cuenca seca u hoya frente a una ladera empinada y es ideal para emplazar el embalse superior. El segundo corresponde a una cuenca seca u hoya con forma de nido de ave.

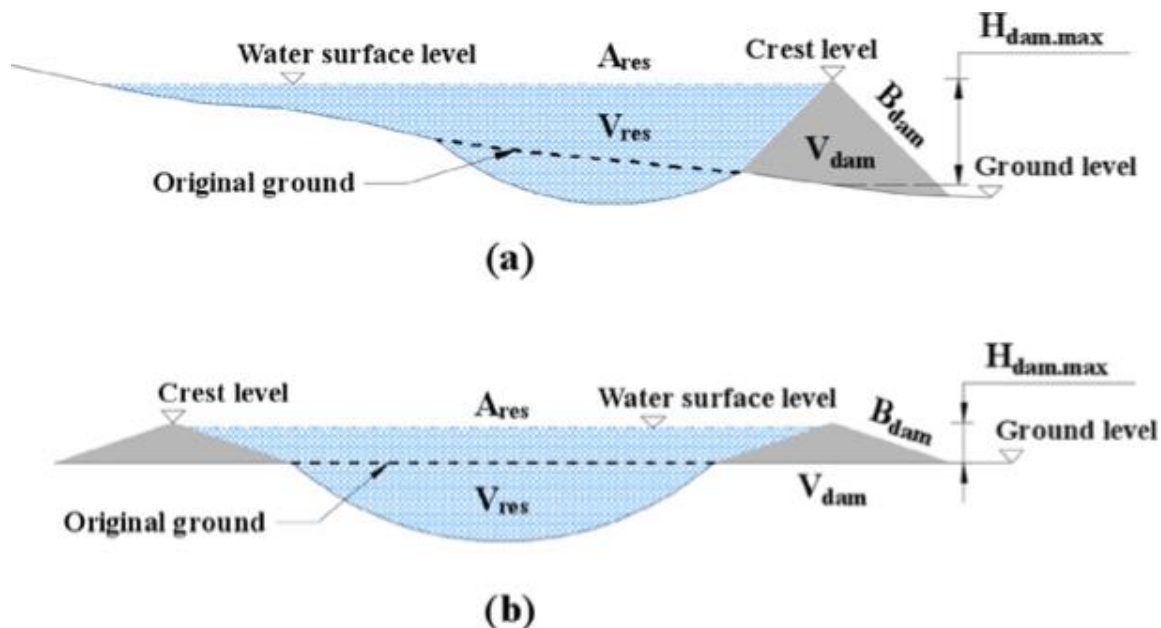


Figura 4.3: Secciones transversales de sitios típicos de cuenca seca (a) y nido de pavo (b). Fuente: [2].

4.3. Identificar sitios de nidos de pavo (TN)

Si bien los algoritmos SIG son capaces de identificar rápidamente los sitios DG se necesita un enfoque diferente para identificar el segundo tipo de sitio PHES, el nido de pavo. Esto es necesario debido a las diferentes características de los sitios TN.

Un sitio TN generalmente incorpora áreas planas circundantes más amplias que una sola cuenca hidrográfica para aumentar la capacidad de almacenamiento mientras se reducen las alturas de las paredes de la presa.

En general, se prefiere el terreno plano o una depresión natural para la construcción de la presa en los sitios TN ya que las características del terreno local determinan la altura máxima de la pared de la presa y el movimiento de tierra requerido para construir una presa. En terreno plano (pendiente = 0), por ejemplo, en la figura siguiente, una altura de la presa de 15 m con un área de embalse de 5 Ha es capaz de almacenar 1 GL de agua mientras $H_{dam.max}$ se reduce a 13 m en una "depresión" - como terreno con una pendiente promedio del 15%. Por el contrario, una topografía similar a una "pendiente" o "subida" con una pendiente promedio del 15% requiere una mayor $H_{dique.max}$ (17–25 m) y una mayor V_{dam} (635–650 megalitros, MI) para almacenar 1 GL de agua.

Como se muestra en la figura siguiente, la altura máxima de la pared de la presa y el movimiento de tierra requerido para construir una presa para almacenar 1 GL de agua están fuertemente influenciados por la topografía y, por lo tanto, $H_{dam.max}$ o V_{dam} pueden ser una guía para reflejar la adecuación del terreno para construir presas TN.

En [26] se desarrolló un enfoque similar que calcula los movimientos de tierra máximos permitidos para reflejar lo aplanado de los terrenos, mientras que en este estudio, V_{dam} y $H_{dique.max}$ se utilizan para evaluar la idoneidad para la construcción de una presa TN. En consecuencia, se crean dos conjuntos de datos ráster de $H_{dique.max}$ y V_{dam} utilizando el modelo TN. El tamaño de celda de los rústeres $H_{dam.max}$ y V_{dam} es de aproximadamente 360 m × 360 m para incorporar el modelo TN en los datos. Después de crear los rústeres $H_{dam.max}$ y V_{dam} , se puede aplicar un umbral de $H_{dam.max}$ o V_{dam} m para seleccionar los sitios TN más prometedores.

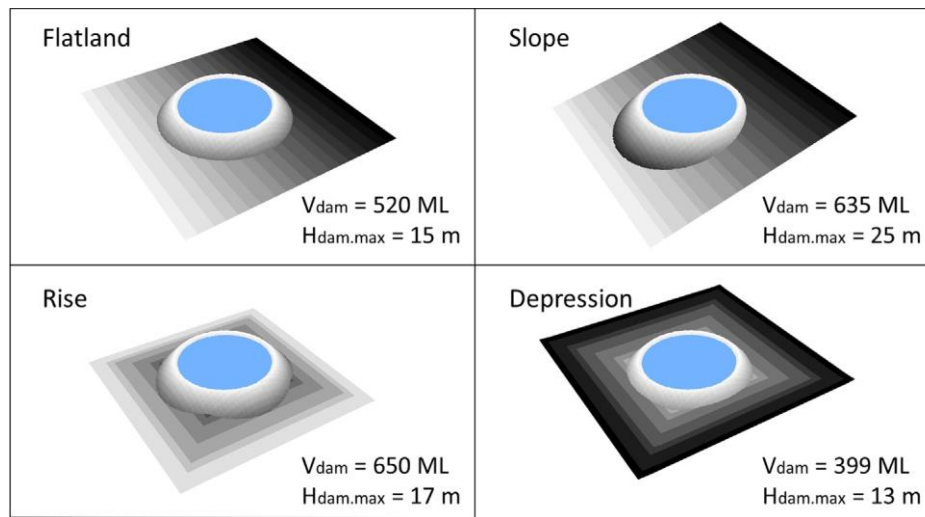


Figura 4.4: Excavación para la construcción de presas (V_{dam}) y altura máxima de la pared de la presa ($H_{dique.max}$) bajo 4 terrenos típicos para almacenar 1 GL de agua (exageración de elevación: 3). Fuente: [2].

Los criterios de búsqueda utilizados en el modelado se enumeran en la tabla 4.1 anterior.

4.4. Optimización de la selección del sitio

En el procedimiento anterior, las superposiciones de sitios DG identificados no pueden evitarse ya que la búsqueda de sitios se realiza a un intervalo vertical de 10 m, mientras que la altura máxima de la pared de la presa es de 40 m. En consecuencia, se necesita una métrica de clasificación para resaltar los sitios más prometedores. Se puede usar una variedad de métricas de clasificación, como la altura, la capacidad de almacenamiento o el costo de la energía para clasificar los sitios que resaltan las ubicaciones más prometedoras. En este estudio, se utiliza una relación W / R para seleccionar sitios óptimos con mayor capacidad de agua en relación con la cantidad de movimiento de tierra cuando se producen solapamientos. La relación W / R se define como la capacidad de almacenamiento de agua dividida por el movimiento de tierra requerido para construir dicho depósito / presa capaz de esta capacidad de almacenamiento.

Se observa que, en algunos casos, un sitio DG con una elevación más alta y, por lo tanto, una altura potencial más grande puede no ser competitiva con un sitio más bajo que tiene una relación W / R más grande. Entonces, antes de aplicar el algoritmo de optimización, se establece un conjunto "Maestro" que incluye todos los sitios identificados en la búsqueda de sitios, lo que permite una optimización en función del costo por unidad de capacidad de almacenamiento ($\$/kWh$) cuando se consideran los modelos de costo integrado en un futuro estudio.

4.5. Impactos ambientales

A diferencia de los proyectos hidroeléctricos convencionales basados en ríos, la metodología STORES ubica prospectos lejos de los ríos por lo que se espera que tengan pocos impactos en el medio ambiente y el paisaje natural debido a: (1) ninguna interacción con el ecosistema de los principales ríos madre, (2) ningún conflicto o competencia con las reservas naturales y usos intensivos de la tierra, y (3) reservorios medianos ubicados cerca de la infraestructura eléctrica y los recursos de energía renovable. En todo caso, este análisis se debe dar caso a caso en los distintos proyectos y de acuerdo al sitio respectivo.

La evaluación detallada del impacto ambiental, que incluye las evaluaciones de la interacción humana, la ecología y los sistemas naturales y el entorno físico, generalmente se realizará en el estudio de factibilidad de ingeniería de cualquier sitio específico. Esto está más allá del alcance de este estudio, que solo se centra en el desarrollo y aplicación de herramientas basadas SIG para la identificación de potenciales sobre la base de la topografía del terreno.

4.6. Caracterización Geográfica de Potenciales Centrales de Bombeo (PCB)

La caracterización geográfica de los sitios en que se emplazan las Potenciales Centrales de Bombeo (PCB) mediante la asignación de atributos espaciales locales posibilita la posterior ejecución de análisis destinados a la detección y selección de aquellas PCB que reúnen condiciones geográficas más favorables o promisorias.

En la figura siguiente, una vez que los datos geográficos relevantes han sido identificados y recopilados (en el caso de ejemplo, las faenas mineras, caminos y centrales generadoras) estos son procesados y posteriormente anexados como atributos a cada PCB (por ejemplo, distancia desde cada PCB a centrales de generación de energía).

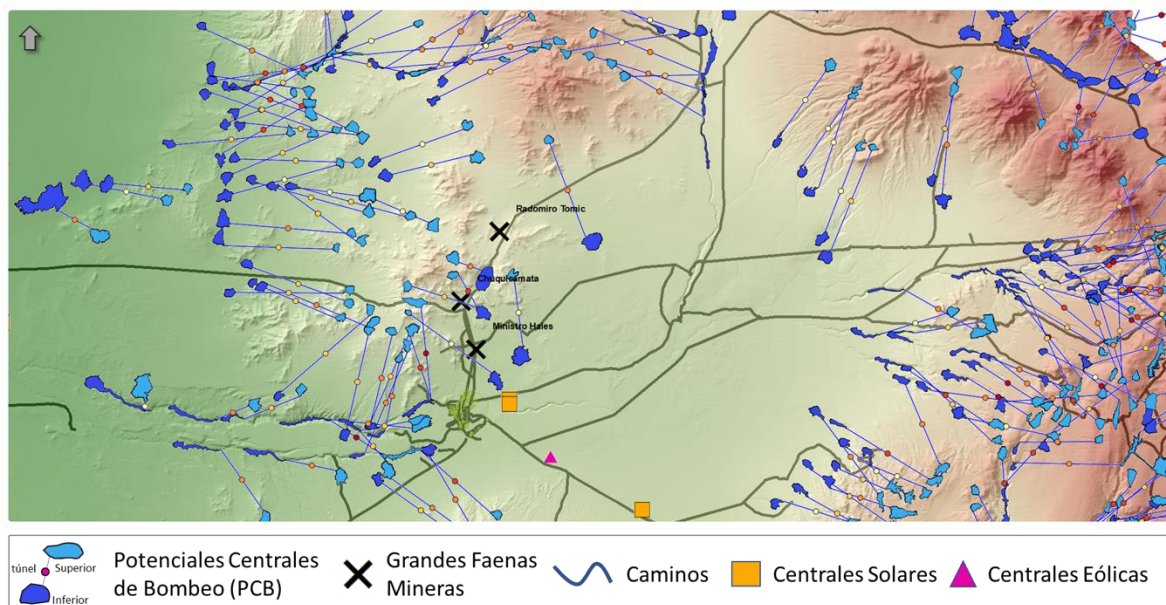


Figura 4.5: Ejemplo de la distribución espacial de PCBs en las cercanías de la ciudad de Calama (Región de Antofagasta). Fuente: Elaboración propia.

El mapa permite apreciar la relación de vecindad entre PCBs, Grandes Faenas Mineras, Accesos (caminos) y Centrales de Generación de Energía Eólica y Solar.

A continuación, en la siguiente tabla se presenta el listado de datos que ha sido considerado para describir las condiciones geográficas relevante de sitios en que se emplazan las PCB. Los datos han sido transformados en una grilla de 100m de resolución. Posteriormente se aplican análisis de distanciamiento y estadísticas zonales para cada uno de los reservorios que conforman una central de bombeo.

Tabla 4.2: Listado de datos que hasta ahora ha sido considerado para describir las condiciones geográficas de sitios en que se emplazan las Potenciales Centrales de Bombeo

Categoría (1)	Categoría (2)	Variable	Análisis	Fuente datos
área protegida	Área Marina Costera Protegida	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Bien Nacional Protegido	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Iniciativa Privada Conservación	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Monumento Natural	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Bienes Nacionales (SNASPE)
área protegida	Paisaje de Conservación	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente

Categoría (1)	Categoría (2)	Variable	Análisis	Fuente datos
área protegida	Parque Marino	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Parque Nacional	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Bienes Nacionales (SNASPE)
área protegida	Reserva Biosfera	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Reserva Forestal	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Bienes Nacionales
área protegida	Reserva Marina	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Reserva Nacional	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Bienes Nacionales (SNASPE)
área protegida	Santuario Naturaleza	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Sitio Ramsar	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Sitios ERB	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
área protegida	Sitios Prioritarios ley19300	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio del Medio Ambiente
asentamientos humanos	Área Urbana Consolidada	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Vivienda y Urbanismo
asentamientos humanos	Asentamientos Humanos usado por el Modelo	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Vivienda y Urbanismo; Global Human Built-up and Settlement Extent (HBASE) Dataset From Landsat
asentamientos humanos	Caletas Pesqueras	distanciamiento	estadística zonal	Servicio Nacional de Pesca y Acuicultura (Ministerio de Economía, fomento y turismo)
hidrografía	Cauces Naturales	distanciamiento	estadística zonal	Dirección General de Aguas (Ministerio de Obras Publicas); Ministerio de Energía
geomorfología	Distancia a la costa (<20km)	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
hidrografía	Cuerpo de Agua (líquida)	distanciamiento	estadística zonal	Dirección General de Aguas (Ministerio de Obras Publicas)
geomorfología	Modelo Elevación Satelital	geomorfología	estadística zonal	SRTM, NASA
geomorfología	Pendiente del terreno (grados)	geomorfología	estadística zonal	SRTM, NASA

Categoría (1)	Categoría (2)	Variable	Análisis	Fuente datos
geomorfología	Pendiente del terreno (porcentaje)	geomorfología	estadística zonal	SRTM, NASA
geomorfología	Sombreado del terreno	geomorfología		SRTM, NASA
infraestructura minera	Desaladoras (en desarrollo)	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Minería
infraestructura minera	Desoladoras (en operación o en construcción)	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Minería
infraestructura eléctrica	Trazado distribución	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Trazado distribución baja tensión	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Trazado distribución media tensión	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación Bioenergía	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación Eólico	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación Fotovoltaico	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación Hidro Embalse	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación Hidro Pasada	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Generación Termoeléctrica	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
hidrografía	glaciares	distanciamiento	estadística zonal	Dirección General de Aguas (Ministerio de Obras Publicas)
infraestructura transporte	AerpuertosMop	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Obras Publicas
infraestructura transporte	Ferrovías	distanciamiento	estadística zonal	Sistema Integrado de Información Territorial, Biblioteca del Congreso Nacional
infraestructura transporte	PuertoMOP	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Obras Publicas
infraestructura transporte	RedVialMOP2019	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Obras Publicas
minería	Grandes Faenas	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Minería
minería	Plantas y Faenas de Hierro	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Minería
minería	Depósitos de Relaves	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Minería

Categoría (1)	Categoría (2)	Variable	Análisis	Fuente datos
riesgo	Tsunami	distanciamiento	estadística zonal	Servicios Hidrológico y Meteorológico de la Armada de Chile
hidrografía	Salares	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Subestaciones	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 100kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 110kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 13kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 154kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 220kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 23kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 33kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 345kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 44kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 500kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 66kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
infraestructura eléctrica	Transmisión 69kV	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Energía
turismo	Atractivos Turísticos: Acontecimiento Programado	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Atractivos Turísticos: Centro o Lugar de Esparcimiento	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Atractivos Turísticos: Folklore	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Atractivos Turísticos: Museo o Manifestación Cultural	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Atractivos Turísticos: Realización Técnica,	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo

Categoría (1)	Categoría (2)	Variable	Análisis	Fuente datos
	Científica o Artística Contemporánea			
turismo	Atractivos Turísticos: Sitio Natural	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Destinos Turísticos: Consolidados	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Destinos Turísticos: Emergentes	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
turismo	Destinos Turísticos: Potenciales	distanciamiento	estadística zonal	Ministerio de Economía, fomento y turismo
Límites Político Administrativos	Región, Provincia, Comuna	localización	emplazamiento	Instituto Nacional de Estadísticas, Ministerio de Economía, fomento y turismo
Cuencas, Subcuencas, Sub-Subcuenca	Cuencas, Subcuencas, Sub-Subcuenca	localización	emplazamiento	Dirección General de Aguas (Ministerio de Obras Públicas)

Fuente: Elaboración propia.

5. Modelo de estimación de costos para centrales de bombeo

El modelo general de estimación de costos se basa en una serie de ecuaciones calibradas para centrales de bombeo con agua dulce, de ciclo cerrado, con tuberías y casa de máquinas subterránea. Este modelo es ajustado para aproximar centrales de bombeo en la costa, que usan agua de mar. Este ajuste considera la construcción de un único reservorio, obras marinas adicionales para la captación y descarga adecuada de agua desde el océano y sobre costos (adicionales) al equipamiento para permitir su uso con agua de mar.

La Figura 5.1 ilustra el proyecto de una central de bombeo con agua de mar (OBPHES) y sus costos respectivos. Este corresponde al de la central Cultana en Australia [32] que, dada la disponibilidad de acceso a información, es tomado como referencia, tanto en parámetros como en criterios de costos adicionales por el uso de agua de mar.

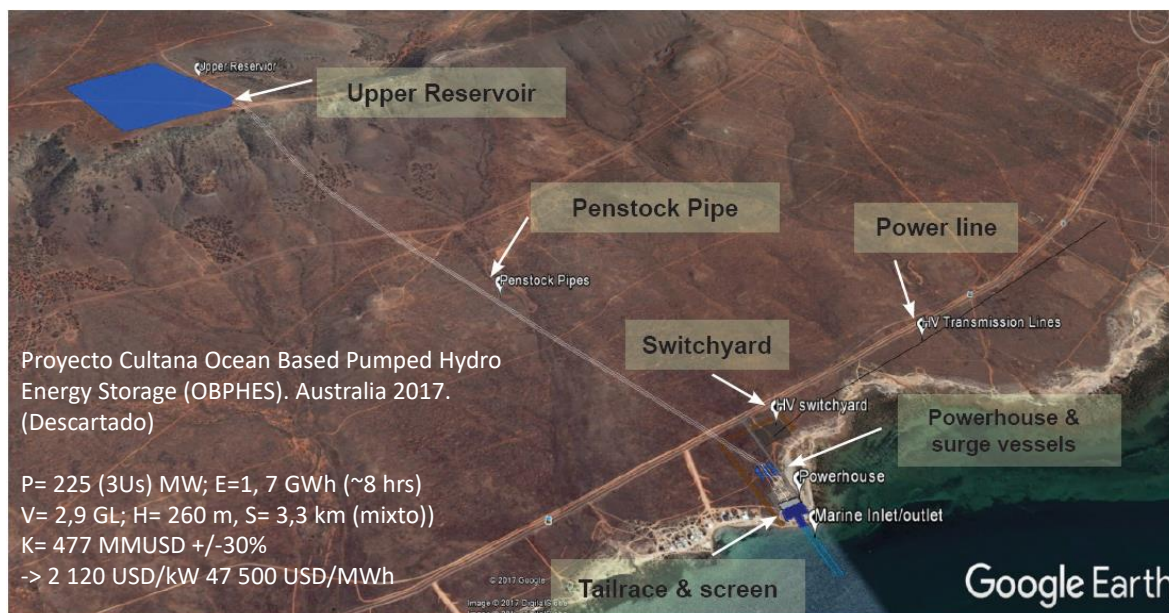


Figura 5.1 Esquema de proyecto Cultana y datos característicos generales. Fuente: [32]

El costo de un sistema hidroeléctrico de bombeo tiene dos componentes: los reservorios utilizados para almacenar agua y el sistema de conversión de energía, que incluye el transporte de agua a la casa de máquinas (bomba/turbina/generador) y la subestación. El costo de la conexión desde la subestación local a la red de transmisión no está incluido, ya que la distancia, apropiada y factible, más cercana dependerá de las características de dicha red y su evolución en el tiempo. Como parte de un proyecto anterior, el equipo de ANU desarrolló un modelo de costos con el apoyo de consultores de ingeniería hidráulica utilizando un análisis espacial detallado de variados emplazamientos de proyectos en Australia y Nueva Zelanda. Luego se determinaron parámetros de ajuste de costos, por métodos de regresión, obteniéndose ecuaciones que aproximan los costos usados en este

trabajo, a partir de la información de caracterización de los sitios/proyectos, como se detalla en las siguientes secciones.

5.1. Energía almacenable en reservorio (E)

La energía disponible, E, almacenada en el embalse superior viene dada por:

Ecuación 1

$$E [GWh] = \frac{f\eta\rho VgH}{3600}$$

donde f es la fracción del reservorio que es utilizable (se asume 85%), η es la eficiencia de conversión del par turbina generador (se asume 90%) en esquema reversible, ρ es la densidad del agua (1 [kg/L]), V es el volumen superior del reservorio en Gm^3 , g es la aceleración de gravedad (9.8 [m/s^2]) y H es la altura de caída (head) en [m]. En mayúsculas se indican las variables de caracterización del sitio.

5.2. Costo de almacenamiento de energía (C Dan)

El costo del componente de almacenamiento de energía del sistema es determinado principalmente por el costo de construcción de los muros de dique, que a su vez es proporcional al volumen del mismo: R . Esta variable representa el volumen de roca a mover durante la construcción y su uso como relleno compacto en la construcción de los diques. La siguiente ecuación representa este costo, expresado en una forma particularmente útil para la identificación de buenos sitios.

Ecuación 2

$$C_{StorU} \left[\frac{USD}{kWh} \right] \cong 2000 * \frac{cR}{VH}$$

Aquí $c = 168$ es el costo total promedio de la construcción del reservorio en [USD/m^3] de tierra movida. Mientras que el costo es lineal con R , la energía lo es al producto de V y H . De esta manera se obtendrá un costo más bajo de almacenamiento de energía con un reservorio a gran altura y gran relación de volúmenes de agua vs roca (V/R) para la capacidad de almacenamiento objetivo.

Las relaciones para los costos de los componentes de energía comprenden dos componentes, el túnel y la casa de máquinas, que tienen una relación compleja con las características del sitio. Estas relaciones derivadas de ajuste estadístico se determinaron para variaciones de la caracterización de sitios acorde al modelo de costos.

5.3. Costo de Túneles (C Tunnel)

Se asume un túnel para el transporte de agua entre reservorio superior y mar (inferior) porque es generalmente más económico para diseños de mayor tamaño y menos dependiente de la elección de la ruta, lo que introduciría más variables e incerteza en el modelo. Por túnel se entiende la serie de obras subterráneas que comprende un eje vertical, cuyo costo es proporcional a la potencia de diseño, P , en [MW] y una componente horizontal que también depende de la separación, S [km] y la altura, H [m], ver figura 3.10. La ecuación está directamente escrita en función de variables de la caracterización, con excepción de la potencia, que es la relación entre las horas de almacenamiento y la energía almacenable que es proporcional a la altura. Intrínsecamente la potencia refleja el caudal de diseño, y parte de la altura la presión de la columna de agua que el túnel debe soportar.

Ecuación 3 $Costo\ túnel\ (millones.\ USD) \cong (17 + 0,66P) + S(210 + 1,28P)H^{-0.54}$

El costo de los componentes verticales y horizontales se escala con la potencia, ya que el tamaño del túnel es proporcional a la potencia y ligeramente inferior a la raíz cuadrada inversa de la altura, ya que el área de la sección transversal del túnel cambia proporcionalmente. El efecto de las distintas variables se observa en las curvas de la Figura 5.2.

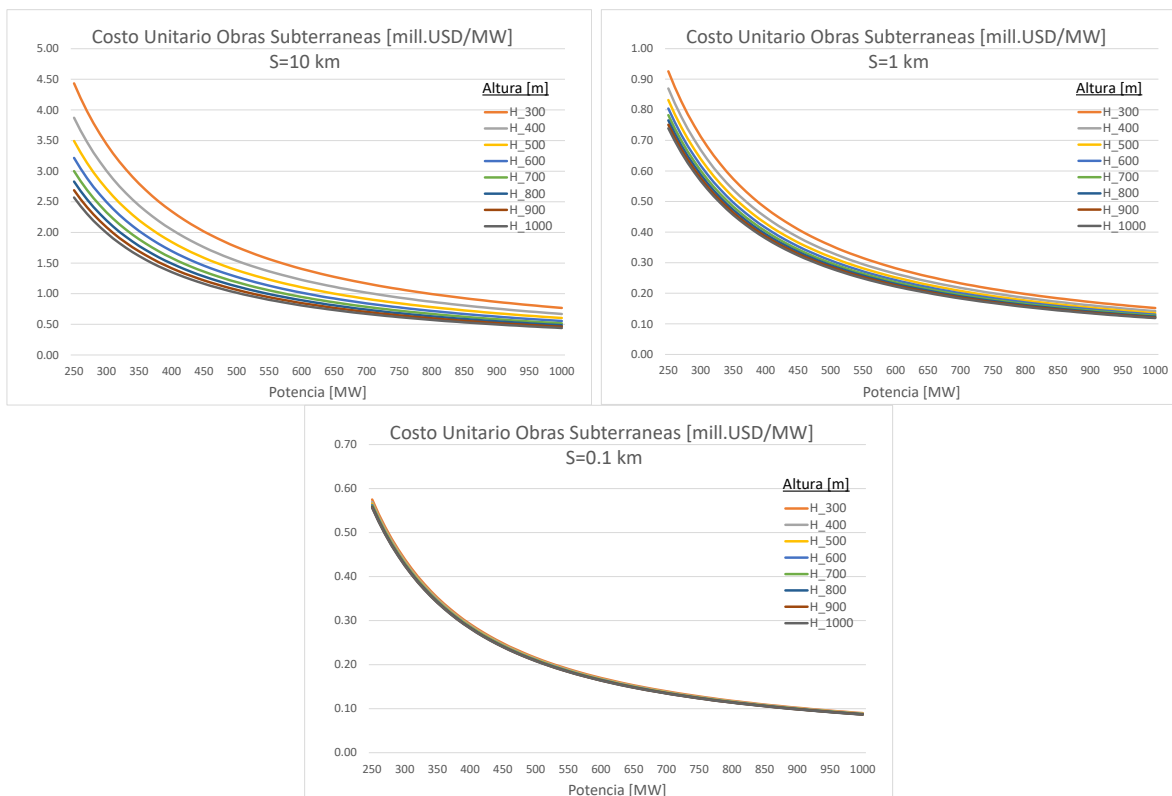


Figura 5.2: Muestreo de Modelo de Costo de Túneles en HPES, para rangos de variables de interés. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 5.2 se representa un muestreo de la ecuación anterior para distintos rangos de altura y separación, dentro del espectro de interés. Las curvas corresponden a costos por unidad de potencia instalada para facilitar la apreciación de las economías de escala.

5.4. Costo de la Casa de Máquinas y Equipamiento (C Power House)

El costo de la casa de máquinas abarca los costos de las obras civiles (OOC) y todos los equipos mecánicos y eléctricos necesarios, incluida la subestación local. El modelo considera que la casa de máquinas está excavada, en concordancia con los túneles. Los costos de OOC incluyen la excavación para las salas de máquinas, los transformadores y los túneles para el acceso de vehículos y canalización eléctrica. Los mecánicos incluyen las turbinas generadoras reversibles, incluyendo la puesta en marcha. Se modelan turbinas Francis reversibles [36] en pares de hasta 800 MW de potencia conjunta. Para alcanzar potencias de diseño mayores, apropiadas a un sitio, se añaden turbinas adicionales. Estos componentes encajan en la relación que se muestra a continuación a través del rango de alturas y potencia de interés.

Ecuación 4 $\text{Costo Casa de máquinas [millones. USD]} = \$63,5 H^{-0.5} P^{0.75}$

Esto da como resultado una tendencia general de menores costos para el aumento de la altura, mientras que los costos de la casa de máquinas aumentan menos que de manera lineal con la potencia.

5.5. Costo Obras Marinas (C Marine CW)

El modelo de costo de obras a nivel del mar considera un ajuste de las OOC dimensionadas para el proyecto Cultana [32] cuyo costo es de 25 [millones USD] para una potencia de 225 [MW] y una altura de caída de 260 [m]. Para este ítem de costo se plantea un modelo lineal que es proporcional al caudal de diseño, luego un ajuste en función de los parámetros del proyecto determina la siguiente relación para este costo:

Ecuación 5 $\text{Costo OOC marina [millones. USD]} = 28,9 * P/H$

Así, la relación queda expresada en variables de la caracterización de proyectos adoptada.

5.6. Otros costos (C Lining Adit)

En el modelo general de costos se asume que el reservorio requiere de recubrimiento, o geomembranas. Para incorporarlo se considera un valor de referencia tomado del estudio [37], que lo cuantifica en 0,6 [millones USD/Ha], a partir del área A calculada para el reservorio el costo se estima como:

Ecuación 6 $\text{Costo Recubrimiento [millones. USD]} = 0,6 * A$

Los costos dimensionados para la casa de máquinas están ajustados para centrales de bombeo con agua dulce. Como no existe suficiente información como para calibrar un modelo, se hace uso del mismo criterio aplicado en la estimación de costos del proyecto Cultana. Este es, un sobre costo adicional de 50% por sobre el costo estándar así, este sobre costo adopta la siguiente forma:

Ecuación 7 $\text{CAdic. por agua de Mar [millones. USD]} = 1,5 * \text{Costo Casa Maquinas}$

Si bien no afectan a los costos directos de inversión de los proyectos, en la siguiente tabla se resumen los costos de operación fijos y variables tomados de [38] para la tecnología de bombeo con agua dulce.

Tabla 5.1: Otros costos de operación y mantenimiento.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD (NOTA)
VIDA ÚTIL	60 / 30 (*)	Años
COMA	8 210	USD/MW.año
COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN	0.3	USD/MWh (Bombeo y generación)
MANENIMIENTO MAYOR	112 000	[USD] (año 20 y 40)
EFICIENCIA GEN+BOMBEO	81%	Eficiencia en ciclo completo

(*) Estimación de vida útil económica para proyecto Cultana.

Fuente: [38].

6. Aplicación de la metodología Resultados y Bases de Datos

En esta sección se presentan los resultados de la aplicación de la metodología SIG para la identificación del potencial de centrales de bombeo con agua de mar. Ello se basa en la metodología descrita en la sección anterior, cuyo algoritmo fue corrido por los investigadores de la Universidad de Australia con la información de base de Chile.

6.1. Esquema General de análisis y muestreo de tamaños

La metodología implementada identifica lugares promisorios para el desarrollo de un proyecto de central de bombeo. Su bondad económica sólo puede determinarse una vez definidas las variables necesarias del modelo de costos para una estimación de los mismos y permitir, a la vez, discriminar entre sitios bajo un criterio económico.

Para el análisis de sitios se procede a probar distintos tamaños de proyectos en rangos de las variables de diseño Energía almacenable y tiempo de almacenamiento. La energía determina la localización y geometría de las murallas de dique, resumidas en el volumen R de modelación, que a su vez determina sus costos. El tiempo de almacenamiento, o capacidad de regulación entendida como el tiempo mínimo de vaciado de un reservorio lleno, determina la potencia de diseño del proyecto y de allí su tamaño general y costos respectivos.

En el análisis se hace un muestreo de 2 tiempos de almacenamiento por 4 montos de energía almacenada, apropiados a los rangos habituales de diseño de este tipo de proyectos. Lo anterior da lugar a 10 combinaciones de proyectos a analizar en cada sitio promisorio, combinando los siguientes valores:

- **Energía** [GWh]: para los siguientes valores {2, 5, 15, 50, 150}
- **Tiempo** de Almacenamiento [horas]: para los siguientes valores {6, 18}

De estas combinaciones sólo se evalúan 8, descartando los extremos que dan niveles de potencia fuera del rango de análisis que son: 2 [GWh] para 18 [h] y 150 [GWh] para 6 [h]. Con la aplicación de las ecuaciones de costos de la sección 5 y el uso de técnicas de interpolación es posible dimensionar proyectos de tamaños intermedios.

6.2. Clasificación económica de sitios (Class)

Sobre cada sitio promisorio se muestrean proyectos tipo para un nivel energía y tiempo de almacenamiento que, por medio de su caracterización, se le aplica el modelo de dimensionamiento de costos. Los resultados son clasificados en categorías en la forma de un ranking de mejor (más económico) a peor con etiquetas clase A hasta clase E. Los proyectos (y en su defecto sitios) con una clasificación inferior a la clase E son descartados.

Un sitio de clase A corresponde a USD 530 por [kW] y USD 47.000 por [MWh] de almacenamiento. Por lo tanto, un sistema de 800 [MW] con 5 [GWh] de almacenamiento tendría que tener un costo inferior a los 660 millones de dólares para ser clasificado como clase A. Los sitios de clase B hasta clase E tienen un incremento del 25% en los costos por encima del sitio de clase A, por lo tanto, los sitios de clase E cuestan aproximadamente el doble que los de clase A. La Tabla 6.1 resume el criterio de costos en la clasificación. Cabe destacar que su uso está directamente relacionada con las horas de almacenamiento del diseño (columnas de la derecha en la tabla), ya que proyectos, asociados a sitios, con distinto dimensionamiento de duración del almacenamiento no son comparables únicamente por el costo unitario de la potencia instalada de diseño.

Tabla 6.1: Clasificación económica de proyectos en sitios.

Clase y CAPEX máximo				
Class	B.Potencia [USD/kW]	B.Energía [USD/MWh]	6 hrs Stor [USD/kW]	18 h Stor [USD/kW]
A	530	47 000	812	1 376
B	663	58 750	1 015	1 720
C	795	70 500	1 218	2 064
D	928	82 250	1 421	2 408
E	1 060	94 000	1 624	2 752

Fuente: Elaboración propia.

6.3. Síntesis General de Resultados

Aplicada la metodología sobre el territorio nacional costero se identifican 3.191 sitios topográficamente aptos para albergar una central de bombeo con agua de mar. Esto, considerando los filtros de exclusión territorial mencionados en la sección 4.6, los descartados por baja bondad topográfica (H/D) y económica (Clase superior a E). Asociados a ellos se identifican 10.906 proyectos por sobre el umbral determinado por la clase E. Cabe destacar que en un sitio es posible plantear proyectos de distinto tamaño, los que tendrán mayor o menor bondad económica. De los proyectos identificados, sin repetición de reservorios, 170 de ellos corresponden a la clase A. La sección 4.6 sintetiza los sitios y proyectos asociados de la mejor clase en cada uno de ellos. Esto es, sin repetición⁴ de sitios (reservorios superiores) a largo del país. Se observa una gran concentración de potenciales en los extremos del país y particularmente en las regiones de Arica, Tarapacá, Antofagasta, Los Lagos, Aysén y Magallanes. Asimismo, las economías de los proyectos en sitios favorecen a aquellos de mayor capacidad de regulación.

⁴ En la DB de resultados se indica esta condición como overlapping (1, 0) o non-overlapping (0, 1) para indicar si hay más proyectos económicos viables usando un reservorio identificado (Sí, No).

En términos generales de rangos de costos la Tabla 6.4 los resume por horas de almacenamiento indicando los datos estadísticos habituales.

Tabla 6.2: Síntesis de sitios potenciales para OBPHEs.

Region	T. Almac	6 horas					18 horas					# Sitios
	Clase	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	
Arica y Parinacota			1	23	51	38	11	48	70	51	11	304
Tarapacá			3	25	62	55	32	77	113	71	21	459
Antofagasta				4	20	38		26	68	47	22	225
Atacama					2	17	1	15	34	45	39	153
Coquimbo					4	8		8	25	26	20	91
Valparaíso						4			5	6	8	23
Libertador General Bernardo O'Higgins									1	3	14	18
Maule						5		1	10	23	26	65
Ñuble									4	4	10	18
Biobío						2		1	8	10	9	30
La Araucanía						5			4	11	4	24
Los Ríos						5		4	7	12	10	47
Los Lagos				3	55	95	11	83	129	102	30	508
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo			2	38	124	138	44	138	173	120	57	834
Magallanes y de la Antártica Chilena				12	37	68	11	39	71	95	59	392
Totales			6	105	360	482	110	440	722	626	340	3 191

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.3: Síntesis de CAPEX estimados para potenciales de OBPHEs.

Stat	6 hrs Stor [USD/kW]	18 h Stor [USD/kW]
Minimo	797	620
Medio	1 427	2 041
Mediana	1 446	2 060
Maximo	1 665	2 865

Fuente: Elaboración propia.

Las capacidades de los potenciales (dependientes del tamaño de los proyectos) se condensan en la Tabla 6.4 y Tabla 6.5 que, dada la superposición de reservorios en los proyectos, requiere de criterios asociados a la contabilización. En la Tabla 6.4 se hace el recuento por región y clase de la energía almacenable considerando el proyecto de mejor clase en cada sitio en el caso de haber superposición, y en los casos en que resulta más de un proyecto viable en la misma categoría de clase se opta por aquel de mayor tamaño. Complementariamente, en la Tabla 6.5 se hace el recuento considerando únicamente el proyecto de mayor tamaño de energía almacenable en un sitio en el que hay superposición. Como era de esperarse, el segundo recuento reporta un 40% más de capacidad potencial. La capacidad final de potencia se obtiene sumando los valores de potencia asociadas a la energía almacenable por categoría de horas de regulación.

Tabla 6.4: Síntesis de proyectos potenciales para OBPHES (Proyectos de mejor clase y mayor tamaño en cada sitio).

Región	T. Almac Clase	Energía almacenable entre proyectos de mejor clase [TWh]										Energía [TWh]			Potencia [GW]		
		6 horas					18 horas					6 h	18 h	Total	6 h	18 h	Total
		A	B	C	D	E	A	B	C	D	E						
Arica y Parinacota			.01	.17	.23	.16	.61	1.52	1.34	1.17	.37	.57	4.99	5.56	95	277	372
Tarapacá			.03	.18	.29	.30	1.46	1.87	2.41	1.60	.21	.79	7.55	8.34	132	419	551
Antofagasta				.02	.10	.23		.84	1.59	.71	.24	.35	3.36	3.71	59	187	245
Atacama					.01	.12	.15	.54	.71	.63	.51	.13	2.53	2.66	22	140	163
Coquimbo					.02	.09		.16	.59	.47	.25	.11	1.46	1.56	18	81	98
Valparaíso					.02				.11	.12	.16	.02	.39	.41	3	21	25
Libertador General Bernardo O'Higgins									.02	.05	.16		.22	.22		12	12
Maule					.03			.02	.15	.33	.34	.03	.83	.86	4	46	50
Ñuble									.06	.06	.12		.24	.24		13	13
Biobío					.01			.02	.16	.13	.14	.01	.44	.45	2	24	26
La Araucanía					.03				.06	.15	.09	.03	.30	.32	4	16	21
Los Ríos				.04	.04			.06	.12	.15	.10	.08	.43	.51	13	24	37
Los Lagos			.01	.32	.54	.19	1.50	1.98	1.20	.66	.87	5.52	6.38	145	306	451	
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo		.01	.19	.56	.58	.95	2.01	2.27	1.71	.60	1.33	7.53	8.86	222	418	640	
Magallanes y de la Antártica Chilena			.06	.18	.38	.17	.63	1.24	1.28	.76	.61	4.06	4.67	102	226	328	
Totales		.04	.63	1.74	2.52	3.52	9.13	12.77	9.72	4.68	4.92	39.82	44.74	821	2 212	3 032	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6.5: Síntesis de proyectos potenciales para OBPHEs (Proyectos de mayor tamaño en cada sitio).

Region	T. Almac Clase	Energía almacenable entre Proyectos de mayor tamaño [TWh]										Energía [TWh]			Potencia [GW]		
		6 horas					18 horas					6 h	18 h	Total	6 h	18 h	Total
		A	B	C	D	E	A	B	C	D	E						
Arica y Parinacota				.12	.09	.07	1.01	2.49	2.58	2.08	.70	.28	8.85	9.13	47	492	538
Tarapacá		.02	.08	.13	.06	2.62	4.05	4.50	2.90	.73	.28	14.79	15.07	47	822	868	
Antofagasta				.06	.11		1.69	2.48	1.31	.54	.17	6.01	6.18	28	334	362	
Atacama				.01	.06	.15	.81	1.06	.85	.66	.07	3.53	3.60	12	196	208	
Coquimbo				.01	.11		.40	.98	.61	.37	.11	2.35	2.46	18	130	149	
Valparaíso					.01			.15	.12	.23	.01	.49	.50	1	27	28	
Libertador General Bernardo O'Higgins								.02	.08	.23		.32	.32		18	18	
Maule							.15	.26	.43	.50		1.33	1.33		74	74	
Ñuble								.10	.06	.12		.28	.28		15	15	
Biobío					.01		.05	.29	.20	.17	.01	.71	.71	1	39	40	
La Araucanía								.10	.19	.12		.41	.41		23	23	
Los Ríos				.02	.01		.10	.16	.25	.19	.02	.68	.70	4	38	41	
Los Lagos			.02	.14	.28	.41	2.88	2.74	2.29	1.43	.44	9.74	10.18	74	541	615	
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo			.01	.21	.17	2.00	4.15	3.83	3.18	1.66	.39	14.81	15.20	65	823	887	
Magallanes y de la Antártica Chilena			.03	.06	.09	.24	1.03	1.98	2.05	1.51	.18	6.80	6.97	30	378	407	
Totales			.02	.24	.72	.96	6.42	17.77	21.19	16.57	9.13	1.94	71.08	73.02	324	3 949	4 273

Fuente: Elaboración propia.

6.4. Base de Datos con síntesis de potenciales

Los resultados obtenidos para los proyectos y sitios con su caracterización, incluyendo costos se entregan en un libro MS-Excel conteniendo 11 hojas con tablas por tipo de información asociada a los proyectos identificados. La siguiente tabla, correspondiente a la primera hoja del libro, contiene la descripción de cada tabla y campo de columna en la base de datos.

Tabla 6.6: Descripción de contenidos de la BD Excel con la síntesis de potenciales.

Base de Datos de Síntesis de Potenciales de Centrales Hidroeléctricas de Bombeo Costeras con Agua de Mar en Chile (Descripción de hojas y columnas)	
<u>Stats</u>	Estadísticas generales y descripción de categorías de clasificación de proyectos A,...,E
<u>Res Sites</u>	Resumen de Sitios y Proyectos
<u>CostParam</u>	Hoja con parámetros del modelo de costos
<u>OBPHES_Cost</u>	Costos de cada proyecto identificado
<u>OBPHES_Chrzn</u>	Caracterización completa de sitios identificados y proyectos viables en ellos
<u>DPA</u>	Proyectos / sitios en relación con División Político Administrativa Nacional
<u>D_RedVial</u>	Caracterización de distancia de los proyectos / sitios a la red vial nacional
<u>D_Tx_220kV</u>	Caracterización de distancia de los proyectos / sitios a la red de transmisión en 220 [kV]
<u>D_Tx_500kV</u>	Caracterización de distancia de los proyectos / sitios a la red de transmisión en 500 [kV]
<u>D_TsHA</u>	Caracterización de distancia de los proyectos / sitios a zonas con riesgo de tsunami nacional

En la hoja “OBPHES_Cos”, en las columnas que corresponden a dimensionamiento de costos, se ha incluido las fórmulas para su cálculos. Asimismo, cuando en las fórmulas se requieren parámetros, estos están referenciados a la hoja “CostParam”, de manera que un cambio en los valores de esta última hoja afectará los resultados de costos en la primera. No obstante, la clasificación en Clases de los proyectos y otras estadísticas en el libro no se ven afectadas, ya que corresponden a salidas de software STORES que, a su vez, está en concordancia con los contenidos en las bases de datos en formato SIG.

A modo ilustrativo, la siguiente figura muestra algunos de los campos de la caracterización de sitios y su relación con el modelo de costos en la hoja “OBPHES_Cos”.

Tabla 6.7: Ejemplo, lista de campos (columnas) en hoja de costos.

Campos de descripción / clasificación de Sitios Potenciales			Impacto en OOC / Costos
División por Tamaño de Almacenamiento ({2, 5, 10, 15, 50, 150} [GWh] X {6, 18} [hr])			
Caracterización Sitio (Reservorio) - Proyecto			
Parameters	Pair Identifier	Identificador de Pares de embalse / bocatoma Oceano	
	Class	Clasificación de calidad del sitio (A,...,D). A el mejor	
	Head (m)	Altura de caída	●
	DSep (km)	Distancia de Separación entre Bocatomas	●
	Slope (%)	Pendiente media entre embalses	●
	Volume (GL)	Volumen de Almacenamiento	●
	Energy (GWh)	Energía almacenable	●
	Storage time (h)	Tiempo de descarga a Pmax	●
	V / R	Relación entre volúmenes agua vs roca	●
	Area (ha)	Superficie del reservorio	●
Power (MW)	Potencia nominal de diseño	●	
Costs	Dam	Murallas de dique y OOC de reservorio	
	Tunnel	Túneles y OOC subterráneas	
	Power House	Casa de máquinas y equipos (Civ, Elec, Mec)	
	Lining	Recubrimiento de suelo reservorio	
	Marine Civil Works	OOC marinas (filtros, reducción de velocidad, etc.)	
	Adit Sea Water Equip	Sobre costo de equipamiento por uso de agua de mar	
P.U.	Power [USD/kW]	Costo unitario de potencia	
	Ener Storage [USD / MWh]	Costo unitario de almacenamiento de energía	
	Region		
Distances to	Road (km)	Distancia Mínima a Camino	
	Tx 220 kV (Km)	Distancia Mínima a red de transmisión en 220 kV	
	Tx 550 kV (Km)	Distancia Mínima a red de transmisión en 550 kV	
	Tsunami Hazzard (km)	Distancia Mínima a área con riesgo de tsunami	

Las siguientes figuras muestran una captura de pantalla de la hoja de costos.

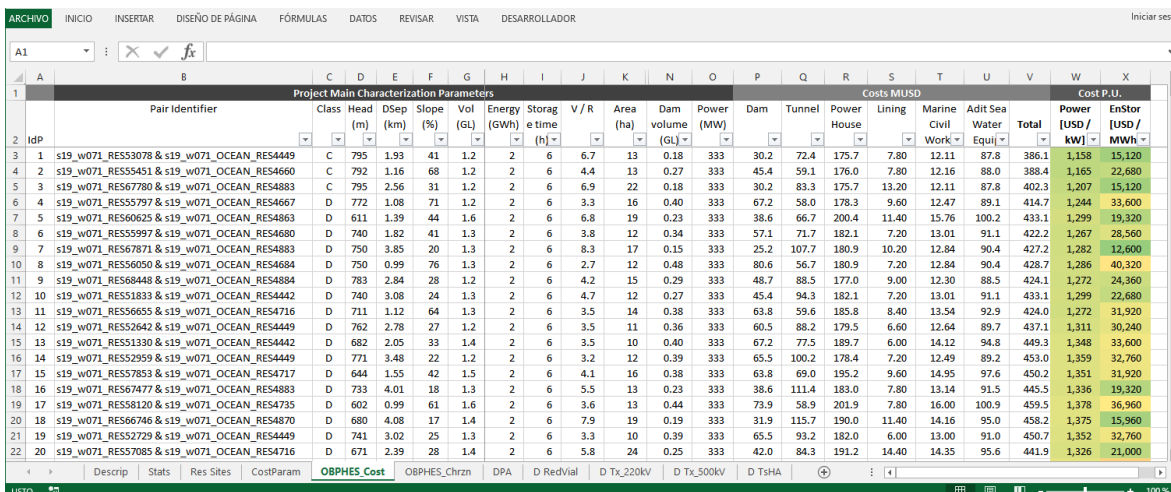


Figura 6.1: Captura de pantalla Libro Excel de Síntesis de Potenciales OBPHEs_ResDB, Hoja "OBPHES_Cos" de estimación de costos de proyectos en sitios.

IDP	Pair Identifier	Class	Head (m)	Dsep (km)	Slope (%)	Vol (GL)	Energy (GWh)	Storage (time h)	V/R	Over/pping	Ion (Ocean)		Power (MW)	Region	Mtn Distance to (km)		
											Latitude	Longitude			Road	Transm Net 220 kv	Trans Net 500 kv
1	s19_w071_RESS3078 & s19_w071_OCEAN_RES4449	C	795	1.93	41	1.2	2	6	6.7	1	-18.6364	-70.3458	333 Arica y Parinacota	1.96	11.92	415.23	14.01
2	s19_w071_RESS5451 & s19_w071_OCEAN_RES4660	C	792	1.16	68	1.2	2	6	4.4	1	-18.6778	-70.3369	333 Arica y Parinacota	5.71	11.80	411.34	17.81
3	s19_w071_RESS6780 & s19_w071_OCEAN_RES4883	C	795	2.56	31	1.2	2	6	6.9	1	-18.8531	-70.3397	333 Arica y Parinacota	6.87	12.47	392.21	36.90
4	s19_w071_RESS5797 & s19_w071_OCEAN_RES4667	D	772	1.08	71	1.2	2	6	3.3	1	-18.6794	-70.3367	333 Arica y Parinacota	6.40	11.63	410.64	18.51
5	s19_w071_RESS6025 & s19_w071_OCEAN_RES4863	D	611	1.39	44	1.6	2	6	6.8	1	-18.7531	-70.3439	333 Arica y Parinacota	1.84	12.56	400.21	29.54
6	s19_w071_RESS5997 & s19_w071_OCEAN_RES4680	D	740	1.82	41	1.3	2	6	3.8	1	-18.6831	-70.3364	333 Arica y Parinacota	5.61	10.81	409.98	19.10
7	s19_w071_RESS6781 & s19_w071_OCEAN_RES4883	D	750	3.85	20	1.3	2	6	8.3	1	-18.8531	-70.3397	333 Arica y Parinacota	6.76	10.96	391.92	37.13
8	s19_w071_RESS6050 & s19_w071_OCEAN_RES4684	D	750	0.99	76	1.3	2	6	2.7	1	-18.6842	-70.3364	333 Arica y Parinacota	6.30	11.51	410.08	19.30
9	s19_w071_RESS6848 & s19_w071_OCEAN_RES4884	D	783	2.84	28	1.2	2	6	4.2	1	-18.8672	-70.3325	333 Arica y Parinacota	7.41	11.54	391.56	37.72
10	s19_w071_RESS1833 & s19_w071_OCEAN_RES4442	D	740	3.08	24	1.3	2	6	4.7	1	-18.5917	-70.3381	333 Arica y Parinacota	0.50	11.51	417.25	11.50
11	s19_w071_RESS6655 & s19_w071_OCEAN_RES4716	D	711	1.12	64	1.3	2	6	3.5	1	-18.6917	-70.3364	333 Arica y Parinacota	6.08	11.42	408.88	20.41
12	s19_w071_RESS5042 & s19_w071_OCEAN_RES4449	D	762	2.78	27	1.2	2	6	3.5	1	-18.6364	-70.3458	333 Arica y Parinacota	1.42	11.40	415.92	13.20
13	s19_w071_RESS1330 & s19_w071_OCEAN_RES4442	D	682	2.05	33	1.4	2	6	3.5	1	-18.5917	-70.3381	333 Arica y Parinacota	0.00	12.26	418.49	10.81
14	s19_w071_RESS1959 & s19_w071_OCEAN_RES4449	D	771	3.48	22	1.2	2	6	3.2	1	-18.6364	-70.3458	333 Arica y Parinacota	2.40	10.62	415.12	13.72
15	s19_w071_RESS7853 & s19_w071_OCEAN_RES4717	D	644	1.55	42	1.5	2	6	4.1	1	-18.7256	-70.3433	333 Arica y Parinacota	3.65	11.75	406.67	22.81
16	s19_w071_RESS6747 & s19_w071_OCEAN_RES4883	D	733	4.01	18	1.3	2	6	5.5	1	-18.8531	-70.3397	333 Arica y Parinacota	6.08	11.01	392.70	36.43
17	s19_w071_RESS8120 & s19_w071_OCEAN_RES4735	D	602	0.99	61	1.6	2	6	3.6	1	-18.7289	-70.3419	333 Arica y Parinacota	2.63	11.96	405.77	23.64
18	s19_w071_RESS6674 & s19_w071_OCEAN_RES4870	D	680	4.08	17	1.4	2	6	7.9	1	-18.8450	-70.3447	333 Arica y Parinacota	5.02	11.23	393.86	35.21
19	s19_w071_RESS2729 & s19_w071_OCEAN_RES4449	D	741	3.02	25	1.3	2	6	3.3	1	-18.6364	-70.3458	333 Arica y Parinacota	1.84	11.14	415.56	13.30
20	s19_w071_RESS7085 & s19_w071_OCEAN_RES4716	D	671	2.39	28	1.4	2	6	5.8	1	-18.6917	-70.3364	333 Arica y Parinacota	5.00	9.98	407.99	20.81
21	s19_w071_RESS6262 & s19_w071_OCEAN_RES4705	D	733	1.90	38	1.3	2	6	2.3	1	-18.6892	-70.3361	333 Arica y Parinacota	5.53	10.69	409.51	19.80
22	s19_w071_RESS5614 & s19_w071_OCEAN_RES4667	D	770	2.00	38	1.2	2	6	2.2	1	-18.6794	-70.3367	333 Arica y Parinacota	5.50	10.78	410.83	18.40
23	s19_w071_RESS67257 & s19_w071_OCEAN_RES4870	D	751	1.50	50	1.3	2	6	2.1	1	-18.8450	-70.3447	333 Arica y Parinacota	6.90	14.02	410.83	36.22

Figura 6.2: Captura de pantalla Libro Excel de Síntesis de Potenciales OBPHEs_ResDB, Hoja “OBPHES_Chrrzn” de caracterización de proyectos sitios.

6.5. Base de Datos de proyectos georreferenciados en formato SIG

El resultado principal es la distribución geográfica de todas la categorías de potenciales centrales de bombeo costeras a lo largo de Chile, como se observa en la siguiente figura. En los mapas se aprecia que en las regiones extremas (tanto norte como sur) se concentran los principales clústeres de sitios con mayor potencial, especialmente de aquellos reservorios con mayor capacidad de embalsamiento.

Cabe hacer notar que este producto corresponde a la caracterización de los objetos gráficos georreferenciados correspondientes a elementos físicos de los proyectos (que no pueden ser incluidos en la base de datos Excel) como las representaciones 3D de las murallas de diques, el reservorio lleno, bocatomas y la caracterización del proyecto incluyendo su clase económica.

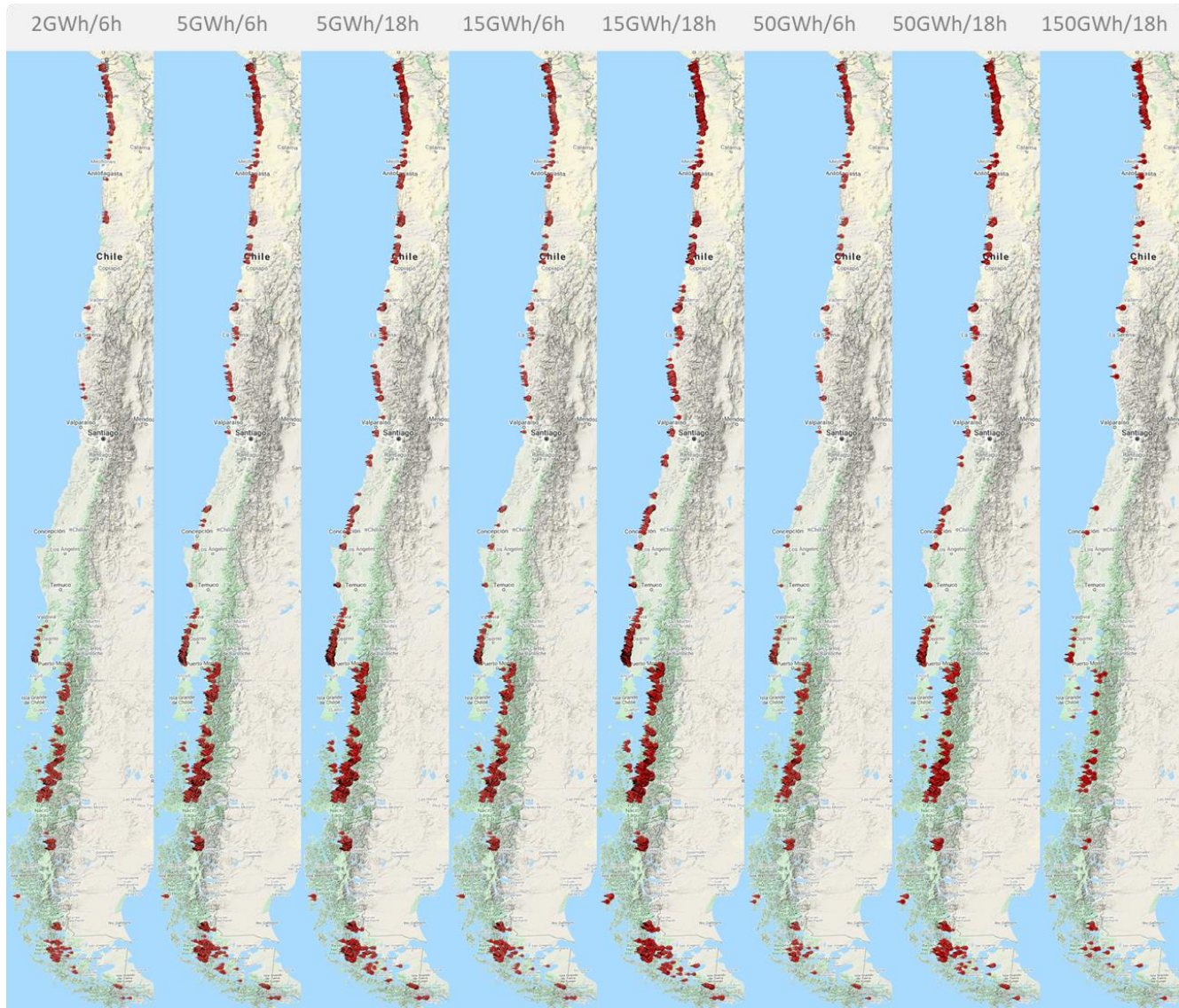


Figura 6.3: Distribución geográfica de todas las categorías. Fuente: Elaboración propia.

Cada sitio está definido por una serie de atributos para cada par Embalse – Túnel/Tubería. En el siguiente cuadro se presenta la descripción de cada uno de estos.

Tabla 6.8: Descripción de atributos para pares Embalse – Túnel/Tubería

Atributos	Túnel / Tubería	Embalse
ID	Identificador correlativo de Proyecto en hoja de caracterización OBPHEs_Chrzn	Ídem
Clase	Categoría de clase de costos del proyecto	--
Head (m)	Altura de caída en metros	--
D Sep (separación) (km)	Distancia de separación entre bocatoma en reservorio superior y descarga en mar	--
Slope pendiente (%)	o Relación entre altura y separación	--
Vol (GL)	Volumen de agua almacenable (capacidad) del reservorio de acuerdo con el proyecto	Ídem
V / R (agua / roca)	Relación entre volúmenes de agua almacenable y roca a mover (relleno de muralla de dique) en OOCC	Ídem
Energy (GWh)	Energía potencial almacenable en el reservorio de acuerdo con el proyecto	--
Storage time (h)	Tiempo de almacenamiento (descarga a Potencia máxima) de diseño del proyecto	--
Latitud		Latitud geográfica de ubicación del punto de conexión con el mar
Longitud		Longitud geográfica de ubicación de la conexión con el mar
Área (Ha)		Área del espejo de agua del reservorio
Altura muros (m)		Largo total de las murallas de dique
Largo muros (m)		Volumen total de roca en rellenos de dique
Volumen muros (GL)		Potencia de diseño del proyecto en el sitio de acuerdo a energía almacenada y horas

Fuente: Elaboración propia, basado en modelo de ANU.

A modo de ejemplo, la siguiente figura muestra una potencial central de bombeo ubicada en Caleta Buena, 33km al norte de la ciudad Iquique, Región de Tarapacá. Se pueden observar los distintos atributos definidos en el cuadro anterior aplicados tanto al reservorio superior como al túnel/tubería.

Atributos de cada componente:**Túnel/Tubería**

- ID,
- Clase (s),
- Head (m),
- Separación (km),
- Pendiente (%),
- Volumen (GL),
- Agua/roca,
- Energía (GWh),
- Horas almacenamiento.

Embalses

- ID,
- Lat/Lon,
- Área (ha),
- Volumen (GL),
- Altura muros (m),
- Largo muros (%),
- Volumen muros (GL),
- Agua/roca.

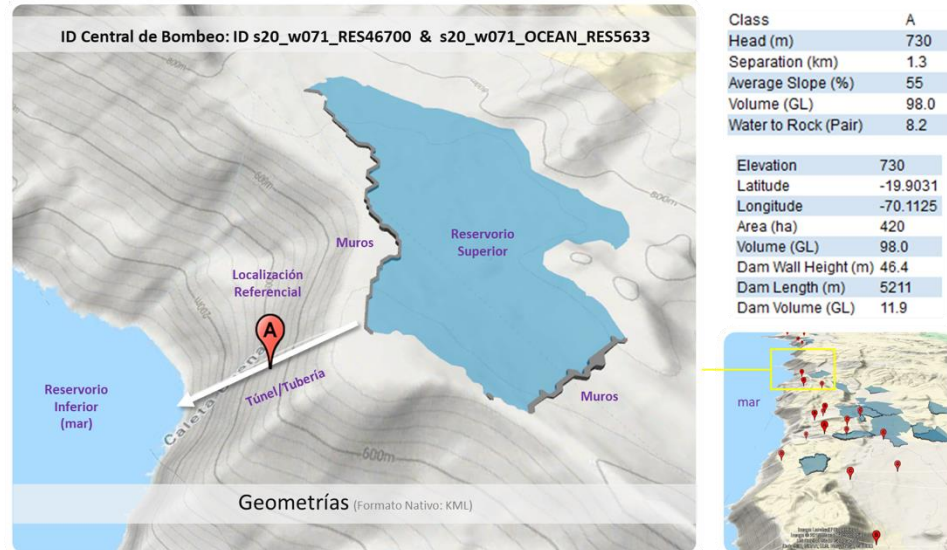


Figura 6.4: Ejemplo de potencial central de bombeo ubicada en Caleta Buena, 33km al norte de la ciudad Iquique, Región de Tarapacá. Fuente: Elaboración propia.

La manera en que se han definido los atributos geográficos locales posibilita llevar a cabo un análisis de conveniencia veloz y efectivo para determinar consultas que haga más flexible el manejo de los sitios potenciales identificados.

A continuación, se presenta una consulta de ejemplo que consiste en seleccionar aquellas PCB costeras cuyo reservorio superior cumpla con un conjunto de criterios.

Consulta

Descarta reservorios que cumplen con lo siguiente:

- ubicados sobre una línea de transmisión,
- ubicados sobre caminos,
- ubicados a menos de 1km de instalaciones de generación

Considera reservorios que cumplan lo siguiente:

- ubicados a menos de 10km de red de transmisión $\geq 220\text{kV}$
- ubicados a menos de 5km de generación eólica o a 10km de generación solar fotovoltaica

La consulta SQL se escribe de la siguiente manera:

```
"ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_transmision WHERE "MIN" > 0)
AND
"ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_generacion WHERE "MIN" > 1000)
AND
"ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_infraestructuraTransporteRedVialMOP2019 WHERE
"MIN" > 0)
AND
("ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_generacionEolico WHERE "MIN" < 5000)
OR
"ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_generacionFotovoltaico WHERE "MIN" < 10000))
AND
("ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_transmision500kv WHERE "MIN" < 10000)
OR
"ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_transmision220kv WHERE "MIN" < 10000)
OR
"ID_DGF" IN (SELECT "ID_DGF" FROM stat_transmision345kv WHERE "MIN" < 10000))
```

Figura 6.5: Resultados consulta SQL para búsqueda de reservorios. Fuente: Elaboración propia.

El resultado de esta consulta espacial se obtiene en unos pocos segundos, y es presentado en la siguiente tabla y figura. Los PCB destacados en color verde en la figura corresponden al resultado de la consulta.

Tabla 6.9: Resultado de la consulta geográfica de ejemplo en formato tabla

NAME	Energy Storage	Class	Head	Separation	Slope	GL	W/R	km	Comuna
s31_w072_RES92581 & s31_w072_OCEAN_RES6612	5GWh6h	E	341	4.3	8.0	6.7	35.4	4.3	Ovalle
s31_w072_RES92581 & s31_w072_OCEAN_RES6612	5GWh18h	D	341	4.3	8.0	6.7	35.4	4.3	Ovalle
s31_w072_RES94802 & s31_w072_OCEAN_RES6694	5GWh18h	E	320	4.6	7.0	7.2	7.8	4.6	Ovalle
s31_w072_RES92580 & s31_w072_OCEAN_RES6612	15GWh6h	E	331	3.8	9.0	21.6	27.5	3.8	Ovalle
s31_w072_RES92581 & s31_w072_OCEAN_RES6612	15GWh18h	B	341	4.3	8.0	20.7	35.7	4.3	Ovalle
s31_w072_RES94802 & s31_w072_OCEAN_RES6694	15GWh18h	E	320	4.3	7.0	22.4	4.3	4.4	Ovalle

Fuente: Elaboración propia.

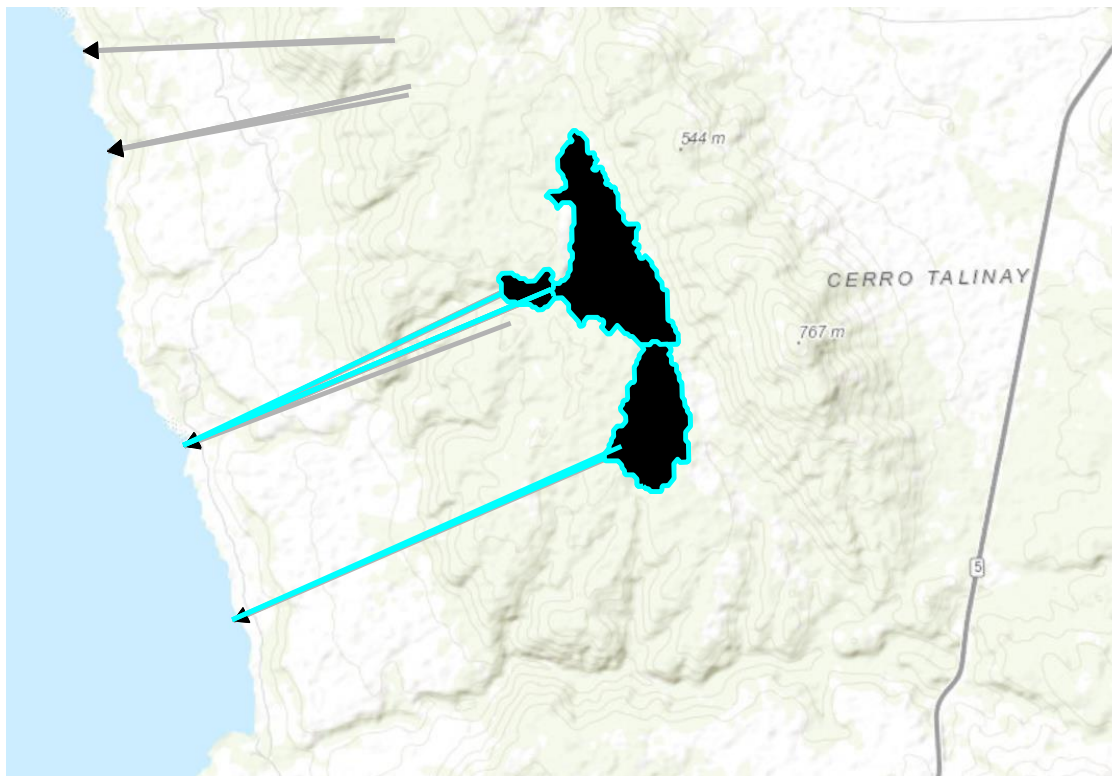


Figura 6.6: Resultado de la consulta geográfica de ejemplo en formato mapa. Fuente: Elaboración propia.

Una base de datos geográfica en formato geodatabase es presentada en el anexo digital del informe. Su contenido permite llevar a cabo de manera expedita el tipo de análisis que aquí se ha presentado.

7. Resultados para bombeo con agua dulce

7.1. Sobre el tratamiento y costos

Luego de la identificación de reservorios el procedimiento el algoritmo los recorre para la formación de pares necesarios para conformar una central de bombeo con agua dulce. En el proceso se usan sólo algunas de las ecuaciones descritas para el caso de agua de mar, con la diferencia que, como en agua dulce son dos reservorios, el dimensionamiento de costos considera ambos reservorios de manera que los volúmenes de roca asociados a murallas de dique del proyecto corresponden al del conjunto. De las ecuaciones presentadas para agua de mar en agua dulce se aplican sólo de la 1 a la 4. Las ecuaciones 5, 6 y 7 se descartan única o principalmente por cuestiones relativas al uso de agua salada y trabajos marinos. Asimismo, en el tratamiento de los costos en los cálculos de potenciales de bombeo con agua dulce no considera costos de recubrimiento de suelo ni asociados a la obtención y mantenimiento de agua. Esto se debe a que en ambos casos la aplicabilidad de estos costos depende de otras variables geográficas relevantes como la disponibilidad parcial o total de agua y las propiedades del terreno.

Bajo las consideraciones descritas, los resultados obtenidos para los potenciales económicos nacionales de centrales de bombeo con agua dulce (también conocido como *Green Field* o *Fresh Water PHES*) se sintetizan en la siguiente sección.

7.2. Síntesis General de Resultados

La aplicación directa de la metodología sobre el territorio nacional arroja la identificación de un total de 52.553 reservorios aptos para formar pares de bombeo luego de aplicados los filtros de exclusión territorial. Con estos, es posible formar 77.716 proyectos de acuerdo a los criterios de descarte y clasificación de costos, y de tamaños, considerando superposición o traslape de reservorios entre proyectos tipo. Un recuento más fino considera sólo los mejores sitios de acuerdo al criterio de costos

En la Tabla 7.1 se presenta el recuento de sitios por región del país, eligiendo los proyectos potenciales de mejor clase económica de manera que no exista traslape o superposición de reservorios. Comparativamente se identifican 5 veces más sitios que los identificados para el caso costero con agua de mar. Geográficamente los sitios se distribuyen con una mayor concentración hacia los extremos norte y sur del país, pero algo menos acentuado que en el caso agua de mar.


Tabla 7.1: Síntesis de sitios potenciales para Green Field PHES.

Región	T. Almac	6 horas					18 horas					# Sitios
	Clase	A	B	C	D	E	A	B	C	D	E	
Arica y Parinacota		2	27	83	190	221	11	34	79	152	91	890
Tarapacá		2	36	118	314	459	27	73	166	240	253	1 688
Antofagasta		2	28	122	345	560	33	91	230	409	411	2 231
Atacama		4	42	180	375	577	31	131	273	352	280	2 245
Coquimbo			30	111	234	312	21	95	169	180	134	1 286
Valparaíso			13	38	32	50	5	15	22	23	23	221
Metropolitana de Santiago			7	32	46	43	4	19	24	28	21	224
Libertador General Bernardo O'Higgins		1	10	38	51	67	6	11	39	32	20	275
Maule		1	35	96	135	144	25	56	76	79	69	716
Ñuble		1	9	25	48	61	6	17	22	29	24	242
Biobío		1	25	74	114	148	22	44	43	74	56	601
la Araucanía		1	26	69	135	177	21	54	65	75	94	717
Los Ríos		5	25	82	113	116	24	28	42	53	58	546
Los Lagos		8	75	162	195	208	42	84	96	127	78	1 075
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo		27	186	398	455	447	151	202	199	204	187	2 456
Magallanes y de la Antártica Chilena		3	10	45	70	157	8	28	35	63	62	481
Totales		58	584	1673	2852	3747	437	982	1580	2120	1861	15 894

Las capacidades de los potenciales (dependientes del tamaño de los proyectos) se condensan en la Tabla 7.2 y Tabla 7.3 que, dada la superposición de reservorios en los proyectos, requiere de criterios asociados a la contabilización. En la Tabla 7.2 se hace el recuento por región y clase de la energía almacenable considerando el proyecto de mejor clase en cada sitio o reservorio en el caso de haber superposición, y en los casos en que resulta más de un proyecto viable en la misma categoría de clase se opta por aquel de mayor tamaño. Complementariamente, en la Tabla 7.3, se hace el recuento considerando únicamente el proyecto de mayor tamaño de energía almacenable en un sitio en el que hay superposición. El segundo recuento reporta un 5% más de capacidad potencial. La capacidad final de potencia se obtiene sumando los valores de potencia asociadas a la energía almacenable por categoría de horas de regulación.


Los resultados obtenidos muestran el amplio potencial para el desarrollo de la tecnología de bombeo con agua dulce en el territorio nacional bajo criterios económicos de costo, los cuales se distribuyen a lo largo de todo el territorio nacional.

Tabla 7.2: Síntesis de proyectos potenciales para Green Field PHES (Proyectos de mejor clase y mayor tamaño en cada sitio).

Region	T. Almac Clase	Energía almacenable entre proyectos de mejor clase [TWh]										Energía [TWh]			Potencia [GW]		
		6 horas					18 horas					6 h	18 h	Total	6 h	18 h	Total
		A	B	C	D	E	A	B	C	D	E						
Arica y Parinacota		.10	.44	.97	1.68	1.63	.51	1.13	1.93	2.99	.95	4.82	7.50	12.32	803	417	1 220
Tarapacá		.01	.55	1.89	3.49	4.01	1.23	3.13	4.32	4.74	4.00	9.94	17.42	27.36	1 657	968	2 625
Antofagasta		.01	.52	1.86	5.12	5.83	1.95	4.65	8.36	10.99	9.10	13.34	35.05	48.38	2 223	1 947	4 170
Atacama		.07	.73	3.21	5.78	4.92	1.35	4.55	7.69	8.48	5.04	14.71	27.10	41.80	2 451	1 505	3 957
Coquimbo			.69	1.92	2.97	3.55	.98	3.16	4.10	3.19	1.67	9.14	13.10	22.23	1 523	728	2 250
Valparaíso			.20	.50	.46	.67	.14	.70	.64	.40	.34	1.84	2.20	4.04	306	122	428
Metropolitana de Santiago			.09	.46	.44	.46	.23	.59	.48	.39	.19	1.45	1.87	3.32	241	104	345
Libertador General Bernardo O'Higgins		.02	.14	.45	.46	.61	.33	.24	.96	.36	.23	1.68	2.11	3.78	280	117	396
Maule		.01	.47	1.11	1.53	.93	.71	1.15	2.09	1.37	1.07	4.03	6.39	10.42	672	355	1 027
Ñuble		.05	.07	.34	.49	.37	.13	.38	.39	.38	.36	1.33	1.62	2.95	221	90	311
Biobío		.02	.42	.80	.98	1.05	.96	1.49	.78	1.43	.76	3.26	5.41	8.67	543	300	844
La Araucanía		.01	.55	1.10	1.31	1.52	.71	1.57	1.34	1.74	1.81	4.48	7.16	11.64	747	398	1 145
Los Ríos		.09	.23	1.16	.95	.82	.59	.71	.72	.87	1.00	3.25	3.88	7.12	541	215	756
Los Lagos		.10	1.08	1.50	1.53	1.31	1.04	2.05	1.73	2.27	.79	5.51	7.87	13.38	919	437	1 356
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo		.39	2.21	4.32	3.62	3.07	5.88	4.99	4.24	3.04	2.11	13.61	20.25	33.86	2 269	1 125	3 394
Magallanes y de la Antártica Chilena		.03	.08	.53	.81	1.11	.28	.67	.79	1.71	1.38	2.56	4.83	7.38	426	268	694
Totales		.88	8.45	22.13	31.61	31.88	17.00	31.13	40.51	44.31	30.77	94.94	163.71	258.65	15 823	9 095	24 918

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7.3: Síntesis de proyectos potenciales para Green Field PHES (Proyectos mayor tamaño en cada sitio).

Region	T. Almac Clase	Energía almacenable entre Proyectos de mayor tamaño [TWh]										Energía [TWh]			Potencia [GW]		
		6 horas					18 horas					6 h	18 h	Total	6 h	18 h	Total
		A	B	C	D	E	A	B	C	D	E						
Arica y Parinacota		.10	.44	.97	1.68	1.68	.51	1.13	1.93	2.93	1.10	4.87	7.59	12.45	811	421	1 233
Tarapacá		.01	.60	1.89	3.78	4.06	1.23	3.06	4.40	4.74	4.02	10.34	17.44	27.77	1 723	969	2 692
Antofagasta		.01	.52	2.00	5.39	6.16	1.82	5.01	8.58	11.11	9.15	14.07	35.66	49.73	2 345	1 981	4 326
Atacama		.07	.77	3.52	6.07	5.09	1.31	4.37	7.96	8.73	5.21	15.51	27.56	43.07	2 584	1 531	4 115
Coquimbo			.70	2.09	3.35	3.60	.96	3.10	4.07	3.22	1.67	9.74	13.02	22.76	1 623	723	2 347
Valparaíso			.21	.56	.53	.67	.13	.68	.62	.40	.34	1.97	2.17	4.14	329	120	449
Metropolitana de Santiago			.08	.56	.45	.48	.22	.56	.59	.38	.19	1.57	1.93	3.50	261	107	368
Libertador General Bernardo O'Higgins		.02	.13	.47	.46	.66	.33	.24	.94	.38	.28	1.74	2.16	3.90	290	120	410
Maule		.01	.62	1.36	1.67	.96	.64	1.13	2.16	1.34	1.17	4.60	6.43	11.03	767	357	1 125
Ñuble		.05	.07	.44	.48	.44	.10	.38	.46	.42	.36	1.49	1.70	3.19	248	94	342
Biobío		.02	.51	.85	1.03	1.12	.89	1.63	.74	1.49	.86	3.52	5.59	9.11	587	311	897
La Araucanía			.61	1.30	1.39	1.64	.66	1.51	1.46	1.72	1.88	4.94	7.21	12.15	823	401	1 224
Los Ríos		.09	.22	1.20	.97	.92	.57	.74	.76	.87	1.00	3.40	3.93	7.32	566	218	784
Los Lagos		.09	1.11	1.71	1.69	1.38	.99	2.10	1.78	2.29	.80	5.97	7.94	13.91	996	441	1 437
Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo		.37	2.52	4.83	3.86	3.33	5.51	5.60	4.58	3.43	2.33	14.91	21.44	36.35	2 485	1 191	3 676
Magallanes y de la Antártica Chilena		.01	.14	.62	.80	1.21	.26	.60	1.02	1.88	1.53	2.78	5.28	8.06	464	293	757
Totales		.82	9.24	24.38	33.59	33.39	16.10	31.79	42.01	45.28	31.86	101.41	167.03	268.43	16 901	9 279	26 180

Fuente: Elaboración propia.

7.3. Contraste preliminar con potencial basado en agua de mar

Considerando que el énfasis del estudio se centra en bombeo con agua de mar, no se ha hecho un análisis detallado de costos para el caso *Green Field*. Sobre la base del recuento de sitios se construye una estimación de costos unitarios promedio, la que se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 7.4: Costos de potenciales para *Green Field* PHES.

Clase y CAPEX máximo			Nacional GFPHEs	
Class	6 hrs Stor [USD/kW]	18 h Stor [USD/kW]	# Sitios 6h	# Sitios 18 h
A	812	1 376	58	437
B	1 015	1 720	584	982
C	1 218	2 064	1673	1580
D	1 421	2 408	2852	2120
E	1 624	2 752	3747	1861
Medias Estimadas [USD / kWh]			1 336	2 088

El costo promedio del potencial con agua de mar, ver Tabla 6.3, se obtuvo en 1.427 [USD/kW] para 6 horas de almacenamiento y 2.041 [USD/kW] para 18 horas.

Los valores medio de costos de los potenciales entre agua dulce y de mar identificados son similares entre sí, siendo estos levemente más bajos para almacenamiento de 6 horas con agua dulce. Cabe destacar que estos últimos potenciales no consideran en su estructura de costos componentes adicionales relativos al agua y el recubrimiento de suelo; dependientes de las características y condiciones locales del emplazamiento. Por otro lado, los costos medios se obtuvieron a partir de la clase económica y no del costo estimado en cada caso.

En síntesis, ambos potenciales de almacenamiento por bombeo (ya sea con agua dulce o de mar) son abundantes y competitivos entre sí. Un análisis más detallado de los sitios identificados y su contexto geográfico permitiría construir curvas de costo de potencial por profundidad de explotación, para su integración económica y armónica en el desarrollo de la matriz eléctrica futura del país.

8. Conclusiones y recomendaciones finales

Como se ha reportado en este informe, el objetivo principal del estudio, que pretendía desarrollar una metodología aplicada en Sistemas de Información Geográfica (SIG) para identificar el potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile, ha sido logrado satisfactoriamente ya que se cuenta con una base de datos que permite la estimación del potencial de centrales de bombeo con agua de mar en todo el país, el agua embalsada en los distintos reservorios identificados, la capacidad de generación de cada central de bombeo que se establece, entre otras opciones.

También dentro de los resultados esperados, se dispone de una herramienta que permite la representación gráfica de los resultados, la que genera los mapas con la información de embalses y reservorios, junto con todos los valores de los atributos que se han seleccionado como relevantes para su despliegue (como la clase, altura, razón volumen agua/roca, energía, entre otras).

Los resultados obtenidos (herramienta Excel y SIG) consideran distintos criterios que se han incorporado como requerimientos para identificar el potencial de centrales de bombeo con agua de mar en Chile. De esta forma, las variables topográficas, meteorológicas, de obras civiles, económicas, legales, entre otras; son parte de la selección y discriminación de sitios que lleva a cabo el algoritmo desarrollado por la Universidad de Australia.

La herramienta geográfica ha sido diseñada con enfoque de base de datos lo que permite hacer consultas (SQL) respecto a los distintos criterios disponibles, de manera de poder enfocar la búsqueda hacia características deseables respecto a tipo de proyectos, distancias a sitios de interés (infraestructura y obras públicas, parques generadores, faenas mineras, etc.), ubicación regional o comunal, entre otros. Ello entrega una gran potencialidad y flexibilidad para seleccionar sitios potenciales con los criterios deseables para el tomador de decisión usuario de la herramienta.

Por otro lado, esta herramienta desarrollada tiene un gran potencial para categorizar sitios favorables para proyectos con centrales de agua de mar en el territorio nacional. Ello es de utilidad para ejercicios de planificación energética (como la PELP) o iniciativas de políticas de largo plazo como Energía 2050 o similares a la Mesa de Geotermia, entre otras. Además, puede ser útil para inversionistas o tomadores de decisión que deseen invertir/promover en centrales de bombeo con agua de mar (o agua dulce) dada la necesidad de contar con este tipo de opciones de almacenamiento para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico y reducir el impacto de la generación variable. Tanto la base de datos de proyectos y la representación geográfica son inputs iniciales para identificar sitios potenciales en los que se pueden comenzar a hacer las evaluaciones a nivel conceptual que podrían llegar a ser proyectos para ejecutarse en el futuro.

De acuerdo a los criterios definidos en el modelo se han identificado 3.191 sitios para agua de mar, los que se concentran principalmente en las regiones de Arica y Parinacota y Tarapacá por el norte y Los Lagos, Aysén y Magallanes por el sur. La energía almacenable entre proyectos de mejor clase corresponde a 44,7 TWh (clases A a E) y 12,7 TWh en las mejores clases (A y B). La potencia asociada es de aproximadamente 3.000 GWh.

Por otro lado, la energía almacenable entre proyectos de mayor tamaño corresponde a 73 TWh, los que se concentran principalmente en las regiones de Arica y Parinacota y Tarapacá por el norte y Los Lagos y Aysén por el sur, los que equivalen a un 68% de la energía.

También se ha propuesto un modelo de costos que permite ordenar los proyectos de acuerdo a su nivel de costos (junto con otros atributos) para su clasificación en algunas de las clases definidas. El modelo se basa en ecuaciones calibradas para centrales de bombeo con agua dulce, de ciclo cerrado, con tuberías y casa de máquinas subterránea, el que ha sido ajustado para aproximar centrales de bombeo en la costa, que usan agua de mar.

En el caso de los resultados obtenidos para el bombeo con agua dulce, estos muestran el amplio potencial para el desarrollo de la tecnología de en el territorio nacional bajo criterios económicos de costo, los cuales se distribuyen a lo largo de todo el territorio nacional. En este caso, la energía almacenable entre proyectos de mayor tamaño corresponde a 268 TWh.

Se puede apreciar que los valores medio de costos de los potenciales entre agua dulce y de mar identificados son similares entre sí, siendo estos levemente más bajos para almacenamiento de 6 horas con agua dulce. En síntesis, ambos potenciales de almacenamiento por bombeo (ya sea con agua dulce o de mar) son abundantes y competitivos entre sí. Un análisis más detallado de los sitios identificados y su contexto geográfico permitiría construir curvas de costo de potencial por profundidad de explotación, para su integración económica y armónica en el desarrollo de la matriz eléctrica futura del país. Adicionalmente, el equipo consultor ha solicitado un estudio a un experto en centrales hidroeléctricas (presentado en anexo C) que complementa el modelo de costos que se ha adaptado del estudio de la Universidad de Australia.

Por último, dentro de las principales recomendaciones del estudio se considera el mejorar el modelo de costos de acuerdo a especificaciones de proyectos reales que sean aplicables a Chile. Ello permitirá elaborar una base de antecedentes que permita refinar aún más la categorización de la clase de proyectos. Además, se recomienda explorar las potencialidades de la herramienta entregada, de acuerdo a los requerimientos del Ministerio de Energía ya que a nuestro juicio se ha logrado un resultado de gran calidad, que permite analizar el potencial de centrales de bombeo de acuerdo a distintos criterios y requerimientos que se pueden adaptar muy bien a las necesidades de la PELP u otras instancias de planificación o de inversión futura.

En esta misma línea, la habilitación de la infraestructura hidráulica asociada a las centrales de bombeo pondría además un foco multipropósito (no sólo energético), apoyando otros tipos de industrias (por ejemplo, aportando agua a la actividad agrícola, incluso en el desierto), o para aportar en reducir los impactos derivados de la grave crisis hídrica. Todo ello en un contexto de adaptación al cambio climático.

Finalmente, el desarrollo masivo de esta tecnología puede dar un impulso al desarrollo de la industria de la desalinización e incluso de la industria hidrógeno en el norte del país, aprovechando su potencial de energía fotovoltaica.

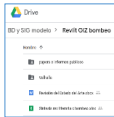
Anexo A. Bases de Datos e Información Entregada

La concreción de este estudio permitió el desarrollo de los siguientes productos:



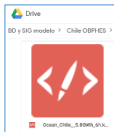
Documento

- Revisión del estado del Arte en la tecnología y estadísticas mundiales
- Descripción metodológica y procedimientos, incluido modelo de estimación de costos
- Síntesis de resultados de potenciales de bombeo en Chile (**agua de mar y dulce**).



Base de datos de documentos

- Documentos públicos identificados en la revisión de estado del arte
- Clasificación de los mismos



Base de datos georreferenciada (kml + cruce de capas)

- Sitios / proyectos identificados del potencial nacional **OBPHES / Green Field PHES**
- Caracterización completa de los sitios
- Objetos 3D incluidos (reservorios, murallas de dique, túneles e info. descriptiva)



Base de datos de síntesis y costos

- Descripción y caracterización de cada sitio/proyecto del potencial nacional OBPHES
- Cálculo de costos con algunos parámetros modificables
- Estadísticas del potencial



Presentaciones

- Capacitación
- Resultados.

Adicionalmente a los archivos entregados vía e-mail (informes y presentaciones) se montó en la nube con los productos citados. La estructura y contenido de la carpeta “BD y SIG modelo” es el siguiente:

- **“BD y SIG modelo”**: subcarpetas y archivos Excel de resumen:
 - GreenField PHES_ResStats_VP1.xlsx: Estadísticos básicos del potencial de bombeo con agua dulce (*Green Field*).
 - OBPHES_ResDB_Cost_VP1.1.xlsx: Base de datos de síntesis y modelos de costo para potencial de bombeo con agua de mar (*Ocean Based*).
- **Chile Greenfield**. BD GIS potencial *Green Field PHES*. Contiene:
 - Subcarpeta de archivos kml para el potencial de bombeo con agua dulce, con descripción básica de proyecto en mapa, agrupados por tipo (energía / horas almacenamiento).
 - GDB comprimido para potencial con descripción ampliada de reservorios/proyectos resultado del cruce de capas locales.
- **Chile OBPHES**: BD GIS potencial *Ocean Based PHES*.
 - Subcarpeta de archivos kml para el potencial de bombeo costero con agua de mar, con descripción básica de proyecto en mapa, agrupados por tipo (energía / horas almacenamiento).
 - GDB comprimido para potencial con descripción ampliada de reservorios/proyectos resultado del cruce de capas locales.

- **GeoDatos:** Bases de datos de información geográfica nacional usada en los cruces de capas.
- **Revlit GIZ bombeo:** Base de datos de documentos públicos citados en el estudio.

Anexo B. Acrónimos

<i>ANU</i>	Australian National University
<i>AREMI</i>	: <i>Australian Renewable Energy Mapping Infrastructure</i>
<i>CAPAD</i>	: <i>Collaborative Australian Protected Area Database</i> (Área Protegida)
<i>CAPEX</i>	: Costos de capital
<i>CLUM</i>	: <i>Catchment Scale Land Use</i> (Area de uso restringido)
<i>CHAB</i>	: Centrales Hidroeléctricas de Acumulación por Bombeo
<i>DEM</i>	: <i>Digital Elevation Model</i> (Modelo Digital de Elevación de Terreno)
<i>DG</i>	: <i>Dry Gully</i> (Cuenca Seca)
<i>EPC</i>	: <i>Engineering, Procurement and Construction</i> (Ingeniería Construcción y Gestión de Compra)
<i>IEA</i>	: <i>International Energy Agency</i> (Agencia Internacional de Energía)
<i>MENA</i>	: <i>Middle East and North Africa</i> (Región del medio oriente y norte de África)
<i>OCC</i>	: Obras Civiles
<i>OBHPES</i>	Ocean Based Pumped Hydro Storage Energy System
<i>PCB</i>	: Potenciales Centrales de Bombeo
<i>PELP</i>	: Planificación Energética de Largo Plazo
<i>PHES</i>	: <i>Pumped Hydro Storage Energy System</i> o CHAB (Central de Bombeo)
<i>PSH</i>	: <i>Pumped Storage Hydro</i> (Central de Bombeo)
<i>PS</i>	: <i>Pretty Set</i> (Conjunto de información depurada)
<i>SIG</i>	: Sistema de Información Geográfica
<i>TN</i>	: <i>TurkeysNest</i> (Embalse con forma de nido de ave)

Anexo C. Costos Referenciales de Obras Civiles y Equipamiento para Centrales Hidroeléctricas con Agua de Mar

Contenido

Resumen

- 1.- Introducción
- 2.- Costo de Construcción de Estanque o Reservorio
- 3.- Costo de Impermeabilización del Estanque o Reservorio
- 4.- Costo de Suministro y Montaje de Tubería de Acero
- 5.- Costo de Obras Subterráneas, Túneles y Piques (Shaft)
- 6.- Costo de Construcción de Casa de Máquinas
- 7.- Costo de Equipamiento: Turbinas Francis Reversibles y/o Estaciones de Bombeo
- 8.- Costos de Otras Instalaciones y Obras
- 9.- Otros Costos de Ingeniería

Informe Preparado por: Adolfo Ochoa Llangato

Santiago, 13 de enero de 2020

Costos Referenciales de Obras Civiles y Equipamiento para Centrales Hidroeléctricas con Agua de Mar

Resumen

En el presente informe se entregan los primeros valores, referenciales, para construcción de las obras civiles requeridas para centrales hidroeléctricas con agua de mar.

Estos valores se han determinado a partir de experiencias en centrales hidroeléctricas con agua dulce. Para cada caso se señala el origen de los valores, radicados en un proyecto hidroeléctrico particular, señalando las características de las obras, a partir de las cuales se ha determinado el valor referencial. Para efectos de actualización se ha usado la Unidad de Fomento, como reajustabilidad y el tipo de cambio \$/dólar, todo al 8 de enero de 2020.

Tabla de valores referenciales:

Obra	Unidad de Medida	Valor Referencial US \$	Observaciones
Estanque/reservorio	M3	32	Por m3 de relleno compactado
Membrana impermeable	M2	28	Por m2 de membrana impermeable
Tubería de acero 1,8 m diámetro	ml	16.000	Por metro lineal de tubería
Tubería de acero 5,4 m de diámetro	ml	40.000	Por metro lineal de tubería
Túneles	ml	15.000	Por metro lineal de túnel
Piques (Shaft)	ml	22.500	Por metro lineal de pique vertical
Casa de Máquinas	Gl	5.000.000	Valor global del edificio
Turbina Francis reversible	Gl	s/i	Aplicar criterio 30% del valor total por equipos de generación, más 50% por reversibilidad y protección contra agua salada.
Estaciones de bombeo	Gl	s/i	Pendiente información de proveedor
Costos de otras instalaciones y obras	Gl	5.000.000	Se incluye, entre otras, subestaciones, evacuaciones, toma de agua.
Otros costos de ingeniería	Gl	10 a 15%	Del valor total del proyecto e incluye ITO, supervisión, diseños, estudios básicos de ingeniería.

En el cuerpo del informe se explican los alcances de los valores señalados, que, en general, cubren los costos de todos los trabajos asociados. Asimismo se indican las características de las obras consultadas.

Costos Referenciales de Obras Civiles y Equipamiento para Centrales Hidroeléctricas con Agua de Mar

1.- Introducción

En el presente informe se entregan costos referenciales de construcción de obras civiles para centrales hidroeléctricas que generarían con agua de mar. La fuente de información corresponde a costos y presupuestos de obras hidráulicas semejantes, también para generación hidroeléctrica; pero con agua dulce.

Dado que no existen experiencias con agua de mar, los costos de proyectos realizados con agua dulce deben estar afectados, o aumentados en lo que corresponda, por efectos del uso de materiales y/o tratamientos especiales para evitar la corrosión o minimizar el daño que generarían las aguas salobres.

Para el nivel conceptual, o de prefactibilidad, del estudio al cual está destinado este aporte, se ha estimado un recargo de 50% por el uso de materiales o tratamientos adecuados, particularmente en elementos, equipos metálicos, como turbinas, tuberías, bombas.

Como se verá más adelante, cada costo entregado está asociado a determinadas características del proyecto del cual proviene, de tal forma de poder definir cómo aplicar dicho costo a una gran masa de proyectos posibles de realizar con agua de mar.

En esta línea, los pasos siguientes que podrían darse (en futuros estudios, complementarios) son:

- a) De la extensa tabla de proyectos posibles o potenciales, elegir tres sitios que puedan representar a muchos otros y sobre ellos, con las dimensiones y magnitudes físicas de las obras civiles definidas a este nivel, conceptual, y las potencias de los equipos requeridos, aplicar los costos referenciales, u otros más refinados, para determinar el monto de la inversión requerida para cada uno de ellos.
- b) Avanzar en una definición más precisa sobre los horarios diarios de baja demanda de energía eólica y solar, las que se aprovecharían para la impulsión de las aguas, y aquellos de mayor demanda eléctrica donde se requeriría la energía generada por cada central. Esto permitirá tener una precisión más avanzada sobre los volúmenes y caudales de bombeo requeridos y la generación máxima que podría obtenerse con la operación de la central hidroeléctrica.
- c) Avanzar en la investigación de la industria de fabricación de equipos, tanto turbinas, como bombas, y de tuberías, piezas especiales; materiales y tratamientos para operar con agua de mar.
- d) Desarrollar un proyecto piloto, definiendo su trazado, layout y dimensionando, a nivel conceptual, las obras requeridas y estableciendo/definiendo todas las

condiciones necesarias para su realización, tanto las favorables, como aquellas adversas.

Cabe hacer notar que los costos que se presentan a continuación están exentos de los costos de ingeniería, diseño, inspección, supervisión y otros asociados, los cuales se entregan, en todo caso, en forma separada y aproximada.

La actualización de costos se ha hecho reajustando según Unidades de Fomento y con tipo de cambio de \$ 773,12/US\$, valores al 8 de enero de 2020.

Los precios o costos de construcción que se entregan son para:

- Estanques o Reservorios
- Revestimiento del reservorio con membrana impermeable
- Tubería de acero para la impulsión y caída
- Túneles y piques verticales (Shaft)
- Casa de Máquinas
- Equipamiento, turbinas Francis reversibles y/o estaciones de bombeo
- Costos de otras obras e instalaciones
- Otros costos de ingeniería

2.- Costo de Construcción de Estanque o Reservorio

Se ha tomado como referencia la construcción de un estanque acumulador de una central hidroeléctrica ubicada en la cordillera de la VI Región de Chile.

En general, los estanques aprovechan depresiones y/o laderas naturales, para conformar una cubeta mediante la construcción de muros de tierra con rellenos compactados. Esta es la misma modalidad que se emplearía para los reservorios de agua salada.

Las actividades generales de construcción consisten en la excavación necesaria para eliminar los materiales deleznable, y alcanzar los niveles de fundación definidos en los diseños; y continúa con la construcción de rellenos compactados con espesores máximos de capas y de tamaño de los granos a emplear.

Las características del estanque usado como referencia son:

Volumen de almacenamiento	90.000 m ³
Volumen de excavación suelo y roca	151.230 m ³
Volumen de rellenos compactados	71.405 m ³
Superficie espejo de agua	2,27 Has.

Se agregan a lo anterior sistema de drenajes y manejo de aguas superficiales para protección del reservorio, que se incluyen en el costo presentado.

El costo determinado puede expresarse por m³ de relleno compactado, por m³ de volumen de agua almacenada, por área de espejo de agua, etc.

A partir del valor por m³ de relleno compactado, podrán determinarse los costos en base a otras características del reservorio. El valor determinado es 32 US \$/m³ de relleno compactado.

3.- Costo de Impermeabilización del Estanque o Reservorio

Se ha usado como referencia el mismo proyecto mencionado antes.

La impermeabilización de los estanques se consigue con el uso de membranas impermeables, las que han tenido un amplio desarrollo en Chile, en los campos de la agricultura y la minería. No se conocen contraindicaciones relacionadas con la calidad de las aguas o sus características, pudiendo emplearse, según los proveedores, para almacenar agua con químicos y/o agua salada.

Para su instalación se debe considerar lo siguiente:

- Preparación de la superficie de tierra, eliminando piedras agudas y otros elementos que, por punzonamiento, puedan dañar la membrana.
- Instalación de un relleno de tierra fina, un limo arenoso u otro, que sirva como cama para recibir la membrana.
- Instalación de un geotextil de protección, sobre el relleno anterior, y sobre el cual se apoya la membrana. Estas membranas vienen en diverso espesor, el cual depende de la profundidad del estanque.
- Las membranas se unen entre sí por termofusión, conformando la superficie que recibirá el agua.
- Las membranas se anclan a los rellenos en el coronamiento de los muros de tierra que conforman el embalse, sean estos conformados por laderas naturales o rellenos compactados. El anclaje se hace mediante zanja perimetral la cual es rellena con hormigón.
- Las membranas tienen riesgos asociados al viento y acción de animales. El primero que puede producir levantamientos y las consecuentes roturas, y los segundos, que al caerse al estanque, por ejemplo, y tratar de salir rasgan y rompen las membranas. Para esto último se consideran cercos perimetrales.

El costo por m² de membrana instalada alcanza a 28 US\$, para una lámina de 1,5 mm de espesor.

4.- Costo de Suministro y Montaje de Tubería de Acero

Para la determinación de costos, a nivel conceptual, se ha usado como referencia dos proyectos. El primero es el mismo ya mencionado en este informe, y el segundo corresponde a los costos presupuestados para una central hidroeléctrica ubicada en al precordillera de la XVI Región. Estas tuberías de acero se diferencian en sus diámetros.

El proceso constructivo asociado a la tubería de acero, que para el caso sirve como vía de impulsión de las aguas de mar, y como aducción o conducción de las mismas aguas para generación de hidroelectricidad (caída), consiste en lo siguiente:

- Suministro de la tubería. Es normal que el material, el acero, y la misma tubería, puedan ser importados. Definido el diseño, en cuanto a su trazado, longitud, diámetro, espesor y piezas especiales, el suministro se puede separar de la construcción con lo cual se consigue un menor costo al no considerar los gastos generales propios de una obra.
- Para el caso de uso de agua de mar, hay que considerar los tratamientos necesarios al acero. Para efectos de evitar o minimizar la corrosión son corrientemente usados el galvanizado y el acero inoxidable.
- En el terreno las actividades consisten en la construcción de caminos, sendas de construcción en la ladera de los cerros o terrenos donde se emplazará la tubería; la excavación necesaria para fundar los machones de hormigón en que se apoyará, estructuralmente, la tubería; y otros elementos de hormigón denominados sillas, no necesariamente estructurales, para apoyarla; y la colocación de los hormigones.
- El montaje de la tubería se hace por tramos, trasladándolos hasta el sitio del montaje mediante equipo especial, los que son unidos mediante soldadura; e instalando las piezas especiales necesarias para la continuidad de esta conducción.

El costo referencial por ml de tubería de acero, de 1,8 m de diámetro, alcanza a US \$ 16.000 que incluye un recargo de 50% por tratamientos o materiales especiales para agua de mar.

El otro costo referencia, por ml de tubería de acero de 5,4 m de diámetro, alcanza a US \$ 40.000 que incluye el recargo de 50% por tratamientos o materiales especiales para agua de mar.

5.- Costo de Obras Subterráneas, Túneles y Piques (Shaft)

En general la bibliografía facilitada sugiere o menciona el uso de este tipo de obras civiles para la conducción de las aguas, tanto para impulsión como caída para generación. Al respecto es necesario mencionar que en Chile, en general, resulta recomendable el uso de tuberías de acero u otro material para los mismos efectos, principalmente por los riesgos geológicos – geotécnicos asociados a la ejecución de obras subterráneas, que tienen consecuencia en los costos y plazos de ejecución de los proyectos.

En el campo de centrales hidroeléctricas construidas en Chile, se han usado túneles los cuales han sido revestidos con hormigón estructural en zonas de baja presión, y con tuberías de acero (embebidas en hormigón) en su interior, en zonas de alta presión (zona de caída).

Desde el punto de vista técnico los túneles en presión no resultan recomendables. Hay que mencionar que la diferencia entre este tipo de túneles y los de la minería, es que los primeros pasan a ser túneles hidráulicos.

Sin perjuicio de los comentarios ya indicados, se señalan costos de construcción de este tipo de obras civiles, resaltando además que la sección de los túneles está condicionada, normalmente, por el tamaño de los equipos de construcción: jumbos, camiones, cargadores, etc.; y los servicios que es necesario instalar en su interior (abastecimiento de agua, aire, energía, etc.); por lo cual existen secciones mínimas que se deben adoptar y que pueden estar sobredimensionadas para la sección de escurrimiento real requerida.

Para este nivel de análisis, conceptual, se recomienda usar un costo de túnel por ml de US \$ 15.000. En tanto que para piques verticales dicho monto se aumenta en un 50% llegando a 22.500 US\$ por ml. Como se ha dicho antes, a esos valores hay que agregar el costo de la tubería de alta presión correspondiente, cuya estimación se hizo antes, y los costos de los hormigones en donde quedará embebida la tubería.

Respecto de los costos de túneles, se tienen referencias de proyectos hidroeléctricos realizados y en ejecución, los cuales están en análisis. Los costos señalados se refieren al método con explosivos, porque la modalidad de usar TBM (Tunnel Boring Machine) está descartada, dada la corta extensión de los túneles asociados a centrales hidroeléctricas con agua de mar, además que el uso de TBMs es una técnica poco usada hasta ahora en construcción de obras civiles en Chile, y la experiencia que existe (en obras actualmente en construcción) no está siendo buena.

6.- Costos de Construcción de Casa de Máquinas

Se denomina casa de máquinas al espacio necesario para alojar las turbinas, en el caso de centrales hidroeléctricas tradicionalmente ejecutadas en Chile. Estas pueden ser exteriores o subterráneas.

Típicamente una casa de máquinas consta de 5 niveles, a saber, desde abajo hacia arriba:

- Nivel de difusor, que contiene una estructura, tubo, metálico, de forma irregular, que recibe el agua luego de que esta impacta el rodete de la turbina, y la redirige hacia la evacuación.
- Nivel de rodete de la turbina, donde también se encuentra el distribuidor.
- Nivel de eje de la turbina, que trasmite el giro al generador.
- Nivel de generador, compuesto por rotor y estator.
- Nivel de patio de montaje, que permite la operación de los puentes grúas necesarios para montar las distintas partes de las turbinas.

La casa de máquinas es una estructura de hormigón, y como se ha dicho, puede ser exterior o subterránea.

Las dimensiones normales, aproximadas, del edificio, son:

Ancho: 20 m

Largo: 100 m, para el caso más típico con dos turbinas.

Alto: 50 m, desde sello de fundación.

La actividad de construcción relevante es la colocación de hormigones, además de la excavación para fundar las estructuras de hormigón en que quedan embebidos el difusor y el distribuidor. Los hormigones son masivos y estructurales, de muros y pilares.

Usando como referencia el proyecto hidroeléctrico identificado al comienzo de este informe, el costo de construcción de una casa de máquinas alcanza a la suma de US \$ 5 millones, como valor global, de un tamaño tal que permite albergar dos turbinas Pelton de 20 MW c/u. Este valor se revisará para una casa de máquinas que permita albergar turbinas de mayor potencia.

Para el caso de una casa de máquinas subterránea, habría que agregar el costo de las excavaciones subterráneas asociadas, tanto para alojar la propia casa de máquinas, como túnel de acceso de operación, túnel de acceso para la construcción de la caverna subterránea, túnel salida de cables, túnel de evacuación de las aguas.

7.- Costo de Equipamiento: Turbinas Francis Reversibles y/o Estaciones de Bombeo

La obtención de costos referenciales para estos aspectos de las centrales hidroeléctricas, con uso de agua de mar, aún está en proceso. Se han hecho consultas que aún no tienen respuesta como para entregar información con cierto respaldo, además de que se continúa investigando en antecedentes históricos para extraer información, particularmente respecto de las turbinas.

En términos gruesos, se ha informado que el costo de turbinas reversibles para uso con agua de mar tendría un valor 50% mayor que las turbinas normales no reversibles y para agua dulce. Adicionalmente, la relación entre los costos de obras civiles y equipo generador es de 70–30% en centrales hidroeléctricas con agua dulce. Estos costos de equipos de generación normalmente incluyen, además de las propias turbinas, los transformadores, equipos auxiliares, rotor y generador, válvulas, puentes grúas.

Respecto de equipos de bombeo, se tiene una primera respuesta de parte de la empresa KSB Chile, de origen alemán, señalando que es factible contar con bombas fabricadas con acero inoxidable, para, por ejemplo, superar alturas de elevación de 500 m y transportar caudales de 1.000 l/s. Para esto ha recomendado cinco bombas, cada una impulsando 200 l/s. Se está a la espera de conocer valores de estos equipos.

8.- Costos de Otras Instalaciones y Obras

Otras instalaciones y obras asociadas a una central hidroeléctrica son:

- Captación de agua de mar, en obra sumergida, y su conducción hasta el sistema de impulsión.
- Evacuación de las aguas usadas en la generación.
- Sub estación eléctrica.

Para efectos de costos, en esta etapa se sugiere incorporar una suma global de US \$ 5 MM la que se mantendrá en revisión.

9.- Otros Costos de Ingeniería

Estos otros costos se refieren a las ingenierías, es decir, a las etapas siguientes a la etapa conceptual y de prefactibilidad, tales como los estudios básicos: geotécnicos, geológicos, de mareas, topográficos, climatológicos, hidrológicos, etc. que conforman los análisis necesario para el diseño básico de las obras; y estudios ambientales y sociales; además de la ingeniería de detalle de las obras.

Adicionalmente, dentro de las ingenierías se encuentran la inspección técnica de construcción (ITO); la supervisión que debe efectuar el proyectista o diseñador, para verificar el cumplimiento de los parámetros de diseño y/o para realizar las correcciones

necesarias de acuerdo a las condiciones realmente encontradas; y la organización del propietario.

Se estima que estas ingenierías pueden alcanzar entre un 10 a un 15% del valor de un proyecto.

Anexo D. Referencias bibliográficas

- [1] Narges Ghorbani, Hamed Makian, Christian Breyer. “A GIS-based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage - Case of Iran”, Energy (Elsevier), Publicación científica, 2019.
- [2] Bin Lu, Matthew Stocks, Andrew Blakers, Kirsten Anderson “Geographic information system algorithms to locate prospective sites for pumped hydro energy storage”, Applied Energy (Elsevier), Publicación científica, 2018.
- [3] Subsecretaría de Energía, “Construcción de una propuesta de Plan Energético para la Región de Arica y Parinacota”, Estudio, 2017.
- [4] Bin Lu, Andrew Blakers, Matthew Stocks, “90-100% renewable electricity for the South West Interconnected System of Western Australia”, Energy (Elsevier), Publicación científica, 2017.
- [5] Blakers A, Lu B, Stocks M. 100% renewable electricity in Australia. Energy 2017;133:471–82.
- [6] GIZ, “Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar”, Estudio, 2016.
- [7] Eoin McLean, Derek Kearney, “An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Renewable Energy to the National Grid”, Energy Procedia (Elsevier), Publicación científica, 2014.
- [8] Douglas G. Hall, Randy D. Lee, “Assessment of Opportunities for New United States Pumped Storage Hydroelectric Plants Using Existing Water Features as Auxiliary Reservoirs”, Idaho National Laboratory, Estudio, 2014.
- [9] Marcos Gimeno-Gutiérrez, Roberto Lacal-Aránzategui, “Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage”, Comisión Europea, Estudio, 2013.
- [10] National Hydropower organization, “Pumped Storage Report 2018”, Estudio, 2018, Institucional.
- [11] Electric Power Research Institute, “Energy Storage Cost Summary for Utility Planning”, Presentación, 2016, Institucional
- [12] International Renewable Energy Agency, “Electricity Storage and renewables: Costs and markets to 2030”, Estudio, 2017, Institucional.
- [13] US Department of Energy, “Pumped Storage and potential hydropower from conduits”, Estudio, 2015, Institucional.
- [14] International Hydropower Association, “The world’s water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition”, Estudio, 2018, Institucional.
- [15] Thomas Roos, Página web "PSH Offshore Pumped-Storage of Hydroelectricity", <https://psh-offshore.com/en/introduction/?>, Web, 2012.
- [16] O. Schmidt, A. Hawkes, A. Gambhir and I. Staffell, “The future cost of electrical energy storage based on experience rates”, Nature Energy, Publicación científica, 2017.
- [17] Dimitris Al. Katsaprakakis, Dimitris G. Christakis, Ioannis Stefanakis, Petros Spanos, Nikos Stefanakis, “Technical details regarding the design, the construction and the operation of seawater pumped storage systems”, Energy, Publicación científica, 2013.
- [18] Yunna Wu, Ting Zhang, Chuanbo Xu, Xiaoyu Zhang, Yiming Ke, Han Chu, Ruhang Xu, “Location selection of seawater pumped hydro storage station in China based on multi-attribute decision making”, Renewable Energy, Publicación científica, 2019.
- [19] Pacific Northwest National Laboratory, “Energy Storage Technology and Cost Characterization Report”, Estudio, 2019, Institucional
- [20] Barbour E, Wilson IAG, Radcliffe J, Ding YL, Li YL. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. Renew Sust Energ Rev 2016;61:421–32.

- [21] Guittet M, Capezzali M, Gaudard L, Romerio F, Vuille F, Avellan F. Study of the drivers and asset management of pumped-storage power plants historical and geographical perspective. *Energy*. 2016;111:560–79.
- [22] Federal Energy Regulatory Commission. Pumped Storage Projects.
- [23] Wänn A, Leahy P, Reidy M, Doyle S, Dalton H, Barry P. Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy: Environmental performance of existing energy storage installations. Deliverable D.3.1; 2012.
- [24] Jacobson MZ, Delucchi MA, Bauer ZAF, Goodman SC, Chapman WE, Cameron MA, et al. 100% clean and renewable wind, water, and sunlight all-sector energy roadmaps for 139 countries of the world. *Joule* 2017;1:108–21.
- [25] Ram M, Bogdanov D, Aghahosseini A, Oyewo AS, Gulagi A, Child M, et al. Global energy system based on 100% renewable energy – power sector. Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group; 2017.
- [26] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV. Smart Energy Europe: the technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Renew Sust Energ Rev* 2016;60:1634–53.
- [27] Lu B, Blakers A, Li X, Stocks M. Short-term off-river energy storage to facilitate a 100% wind & photovoltaics scenario for the South West Interconnected System in Western Australia. 2015 Asia-Pacific Solar Research Conference. Brisbane; 2015.
- [28] LuX, Wang S H. A GIS-based assessment of Tibet's potential for pumped hydropower energy storage. *Renew Sust Energ Rev* 2017; 69:1045–54.
- [29] SEA (2014). Estudio de Impacto Ambiental. Ficha del Proyecto: Espejo de Tarapacá. https://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=normal&id_expediente=2129687968
- [30] (SEA 2, 2014). Estudio de Impacto Ambiental Espejo de Tarapacá; Capítulo 1: Descripción de Proyecto. Julio 2014.
- [31] Japan Update (2016). <http://www.japanupdate.com/2016/07/experimental-power-plant-in-kunigami-dismantled/>; July 29th, 2016.
- [32] EnergyAustralia, Arup, University of Melbourne's Melbourne Energy Institute (MEI) and ARENA. Cultana Pumped Hydro Project. Knowledge Sharing Report. September 2017.
- [33] Steffen B. 2012. "Prospects for pumped-hydro storage in Germany." *Energy Policy* 45(2012):420-429.
- [34] Aminzadeh, Milad; Lehmann, Peter and Or, Dani. Evaporation suppression and energy balance of water reservoirs covered with self-assembling floating elements. *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, 22, 4015–4032, 2018 <https://doi.org/10.5194/hess-22-4015-2018>.
- [35] IEA, 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/cumulative-installed-storage-capacity-2017-2023>
- [36] Richard K. Fisher, Jiri Koutnik, Lars Meier, Verne Loose, Klaus Engels, Thomas Beyer. A Comparison of Advanced Pumped Storage Equipment Drivers in the US and Europe. Conference Paper January 2012. DOI: 10.13140/2.1.1082.4967.
- [37] Arup-MEI Research. Opportunities for Pumped Hydro Energy Storage in Australia. Patrick Hearps, Roger Dargaville, Dylan McConnell Mike Sandiford, Tim Forcey, Peter Seligman. 27 February 2014.
- [38] SANDIA REPORT. DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. September 2016. Prepared by Sandia National Laboratories.