

Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar

Estudio conceptual

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:

Fomento de la Energía Solar en Chile
(Enfoque en Tecnologías de Concentración Solar)

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 3068 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröder/ Rodrigo Vásquez

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.minenergia.cl

Título:

Centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar – Estudio Conceptual

Autores:

Reinhold Schmidt, Javier Gho, Carlos Gho, Patricio Caro

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Fomento de la Energía Solar” 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 Alemana de Tecnología para la mejora del Clima (DKTI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB). 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, 31.05.2016

Contenido del informe

1. Introducción	05
2. Breve reseña y antecedentes generales	06
2.1 Antecedentes generales	06
2.2 Centrales de acumulación por bombeo con ERNC	08
2.3 Centrales de acumulación por bombeo con agua del mar	10
3. Actividades realizadas	12
3.1 Reuniones con empresas e instituciones	12
3.2 Visitas y trabajos en terreno	14
3.2.1 Empresa Minera Pampa Camarones	17
3.2.2 Pampa Argolla	20
3.2.3 Zona costera entre Mejillones e Iquique	22
3.2.4 Arica, zona costera sur	28
4. Componentes y configuración de centrales de acumulación por bombeo	29
4.1 Configuración de diferentes tipos de centrales de acumulación por bombeo	30
4.2 Componentes de una central de acumulación por bombeo con agua del mar	33

5. Estudio técnico de un caso ejemplo	40
5.1 Criterios de selección de lugares aptos	40
5.2 Diseño básico	41
5.2.1 Conceptos generales	41
5.2.2 Configuración y diseño básico de un caso ejemplo	45
5.2.3 Corrosión y medidas de protección	53
5.3 Suministro eléctrico del sistema de bombeo con planta solar fotovoltaica	55
5.4 Concesión marítima	58
6. Estimación de costos de inversión, operación y mantención	59
6.1 Referencia de costos de inversión, centrales hidroeléctricas	59
6.2 Estimación de costos de inversión, operación y mantención, caso ejemplo	61
7. Conclusiones	63

Anexos

A1) Bibliografía

1. Introducción

El presente documento entrega un primer estudio conceptual sobre centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo solar con agua del mar para el norte de Chile.

En el mundo existen muchas centrales de bombeo que utilizan agua dulce para su funcionamiento, por el contrario, el norte de Chile adolece de este tipo de recurso. Sin embargo, esta zona de Chile se caracteriza por un muy alto potencial de radiación solar, escasez de agua dulce pero una costa del Océano Pacífico de cientos de kilómetros y una cordillera costera con una altura que varía típicamente entre 300 – 1000 metros sobre nivel de mar. Esto sumado a que por sus características geológicas el desierto el suelo de desierto puede funcionar como reservorio natural. En consecuencia, existe en Chile un potencial muy interesante de utilizar esta tecnología de generación y acumulación adaptándola para utilizar agua de mar.

Las centrales de acumulación por bombeo en combinación con ERNC - especialmente solares y eólicas - tienen por objetivo almacenar energía en forma rentable y eficiente, apoyar demandas en periodos punta (regulación) y mejorar la estabilidad de las redes eléctricas (energía base), características importantes si consideramos el aumento significativo que experimentarán las energías renovables en el futuro, sobre todo los sistemas eólicos y solares, dada su naturaleza variable.

Después de una breve reseña de experiencias de este tipo de plantas de generación a nivel mundial, en la primera parte del estudio se describe en forma resumida el funcionamiento y los componentes de este tipo de plantas y se analizan las alternativas de desarrollo con énfasis en aplicaciones en el norte de Chile, debido a sus condiciones topográficas particulares.

En la segunda parte del documento se presenta un estudio técnico y económico para un caso ejemplo. En el **estudio técnico** se efectúa un diseño básico de una planta piloto de esta tecnología; en el estudio económico se estiman los costos de inversión, operación y mantención del caso ejemplo.

2. Breve reseña y antecedentes generales

2.1 Antecedentes generales

La forma más utilizada para acumulación de energía es en forma de energía potencial mediante el bombeo y almacenamiento de agua en un depósito elevado. Esta agua se utiliza luego para generar la energía eléctrica mediante un conjunto turbina hidráulica y generador. En general, el objetivo es acumular agua mediante bombeo utilizando energía eléctrica en horas de bajo costo y/o fuentes energéticas renovables como la solar/eólica y generar electricidad con la turbina hidráulica en los períodos de alta demanda. Las instalaciones hidroeléctricas de almacenamiento y bombeo normalmente aprovechan la topografía natural y se proyectan entre dos depósitos (reservorios) a diferentes alturas.

Fuera del horario peak de consumo eléctrico se bombea agua desde el depósito de bajo nivel al depósito superior, convirtiendo la energía eléctrica en energía potencial gravitatoria. Cuando se necesita la energía, el agua se libera de nuevo hacia el depósito inferior, haciendo girar una turbina y generando electricidad.

Este tipo de acumulación representa sobre el 99% de la capacidad instalada de almacenamiento a nivel mundial, que es del orden de 127.000 MW, según el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI), organismo que representa a las empresas de servicios eléctricos en Norteamérica.

Esta alternativa de acumulación por bombeo de agua es una tecnología relativamente antigua y ha emergido nuevamente en los últimos años como una opción técnica factible y económicamente viable; presenta grandes ventajas, no sólo por el gran volumen de almacenamiento de energía que se puede lograr, sino también por su capacidad de mejorar la estabilidad de las redes eléctricas, apoyar demandas en periodos punta y también como forma de mejorar la calidad del suministro en sistemas eólicos y solares que por su naturaleza variable no pueden mantener un suministro de energía continuo, necesitando almacenar energía en forma rentable y eficiente.

En resumen, la tecnología objeto de este estudio será importante en todo país que quiera desarrollar su potencial energético en gran escala, ayudando a integrar de manera más eficiente las ERNC de generación variable, como es el caso de la eólica y la solar, proporcionando una respuesta dinámica con un sistema de respaldo durante los períodos críticos de exceso de demanda peak o continuidad de suministro [1].

Como se indicó anteriormente, la acumulación por bombeo es la forma más usada y de mayor capacidad de almacenamiento en sistemas conectados a la red, lo que representa más del 99% de la capacidad instalada de almacenamiento en todo el mundo de un total de 127 GW distribuidos en aproximadamente 300 instalaciones, siendo EE.UU. y Japón quienes proporcionan alrededor del 40 % de la capacidad instalada total, ver la siguiente Figura 2-1.

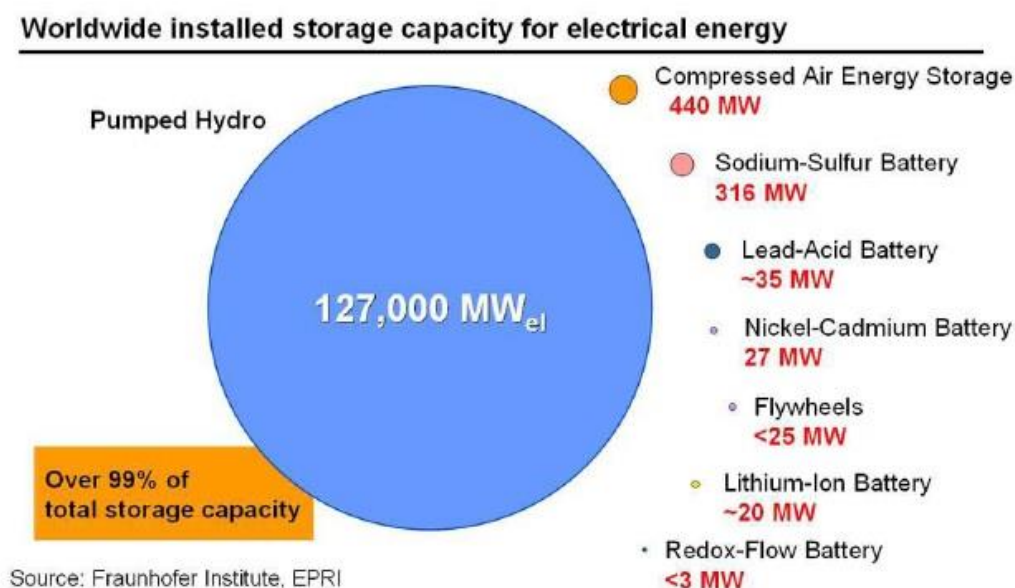


Figura 2-1: Capacidad de almacenamiento instalada en el mundo, 2010, [1]

En la Unión Europea existen aproximadamente 140 plantas de acumulación por bombeo operativas, con una capacidad instalada superior a 19,5 GW. El mayor número se encuentra en Alemania (31), Italia (21) y Austria (19). En China existen 24 plantas que suman una capacidad instalada de 17 GW, y tienen como objetivo llegar a 50 GW el año 2020.

2.2 Centrales de acumulación por bombeo con ERNC

Las centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo presentan una sinergia atractiva con otras tecnologías de generación. Con el auge de las Energías Renovables, denominadas Energías Renovables no Convencionales (ERNC) en Chile se puede observar también un incremento de la aplicación de estas Centrales Hidroeléctricas de Acumulación por Bombeo (**CHAB**).

La generación eléctrica de plantas solares y parques eólicos varía según la irradiancia solar, la cual es afectada por nubes, ciclos día/noche, cambios estacionales, etc. y de las condiciones y velocidad del viento respectivamente. La creciente integración de plantas solares y parques eólicos en la red eléctrica con su generación variable hace atractivo combinar y complementar estas plantas ERNC con otras fuentes energéticas convencionales y plantas de acumulación, asegurando de esta forma un suministro de energía eléctrica estable.

En horas de bajo consumo o bajo precio del costo marginal de energía, pero potencial de generación solar/eólica las plantas ERNC operarían las bombas de impulsión de la central de acumulación para luego utilizar el agua almacenada y generar electricidad en las turbinas de la central en horas de alta demanda o mayor precio de la energía, permitiendo aprovechar de mejor forma, la energía variable generada por las energías no convencionales.

Considerando el alto potencial de radiación solar en el norte de Chile y la disminución de costos de generación de plantas fotovoltaicas se puede pensar, por ejemplo, en una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con energía solar, es decir, la energía eléctrica necesaria para bombear el agua de mar provenga directamente de una planta solar fotovoltaica.

Actualmente, están en operación a nivel mundial algunas primeras centrales de acumulación por bombeo en conjunto con plantas ERNC, sobre todo parques e instalaciones de generación eólica; un mayor número de proyectos está en la etapa de planificación y diseño.

En la Figura 2-2 se muestra un ejemplo de una central hidroeólica de acumulación por bombeo en El Hierro, Islas Canarias, con una potencia eléctrica nominal de 11 MW, puesto en operación por la empresa ENDESA en junio 2014, [2], [3].

El diseño de este proyecto contempla una configuración con unidades de **turbina y bombeo en forma separada** con los siguientes datos principales:

Central hidroeléctrica:

- Potencia eléctrica nominal, turbina: 11,3 MW
- Tipo Turbina: Pelton
- Caída bruta: 650 m

Estación de bombeo:

- Potencia nominal, total 6 MW
- Estanque de acumulación inferior y superior, agua dulce

Generación eólica:

- Potencia nominal: 11,5 MW



► FUNCIONAMIENTO CON VIENTO

1 Parque eólico

Suministra energía a la red eléctrica de la isla. El excedente eléctrico se desvía a la estación de bombeo.

2 Bombeo del agua

Utiliza la energía para bombear de un depósito inferior a uno más elevado.

► FUNCIONAMIENTO SIN VIENTO

3 Descenso del agua

Si los molinos no producen energía, el agua baja por las tuberías al depósito inferior, produciendo energía hidroeléctrica.

4 Central de gasóleo

La central de gasóleo, que proporcionaba la energía de la isla, se utilizará solo para casos en los que el sistema falle.



Esquema general de la central



Depósito superior



Depósito inferior

Figura 2-2: Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo, El Hierro, ENDESA, [2], [3]

2.3 Centrales de acumulación por bombeo con agua del mar

La aplicación de esta tecnología de centrales de acumulación por bombeo con agua del mar es completamente **nueva**, ya que a nivel mundial existe una sola planta en Japón. En Chile existe actualmente un proyecto en etapa de planificación, Valhalla, Proyecto Espejo de Tarapacá que contempla la instalación de una central con una potencia nominal de 300 MW.

La planta instalada en la Isla Okinawa tiene una potencia eléctrica de 30 MW con puesta en marcha en el año 1999, ver Figura 2-3, [4].



Figura 2-3: Central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua de mar, Okinawa, Japón, [4]

Se diseñó esta central con una turbina reversible; es una turbina Francis que puede operar como turbina y bomba, ver más detalles en el capítulo No. 4. La siguiente Figura 2-4 muestra detalles de la construcción y ubicación de componentes; utilizando una turbina reversible, la turbina está instalada en forma subterránea bajo el nivel del agua de mar.

Los principales datos de esta central son los siguientes:

- Potencia nominal en operación turbina: 31,4 MW
- Caída neta: 141 m
- Potencia nominal en operación bombeo: 31,8 MW
- Altura total de bombeo: 160 m

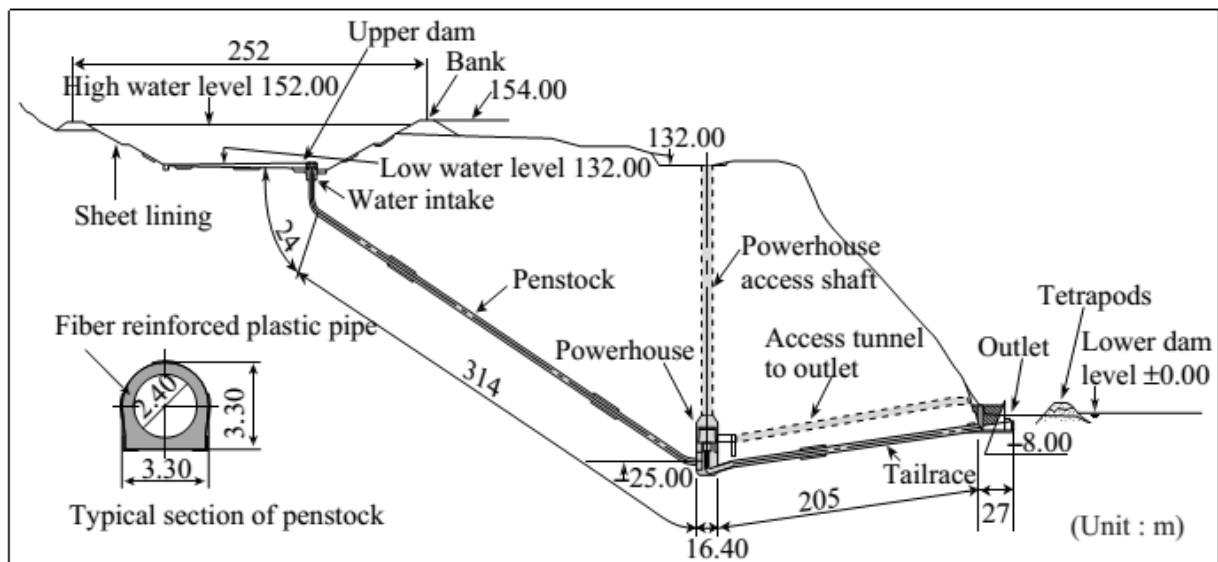


Figura 2-4: Central hidroeléctrica de Okinawa [4]

3. Actividades realizadas

Las actividades desarrolladas se enfocaron en los siguientes temas y aspectos:

- Reseña bibliográfica, ver Capítulo No. 2.
- Reuniones e intercambio de información con empresas y diferentes instituciones
- Visitas a terreno, Pampa Camarones, Mejillones, Michilla, sector sur de Iquique y Arica.
- Estudio técnico, con énfasis a configuración de plantas, selección de lugares, diseño básico y esquemas de operación.
- Estudio económico, con énfasis a estimación de costos de inversión, operación, mantención y costos específicos de generación eléctrica y propuesta de modelos de negocio.

3.1 Reuniones con empresas e instituciones

Con el fin de obtener informaciones, intercambiar experiencias e ideas se conversó durante la ejecución del estudio con las siguientes empresas e instituciones:

- Empresa minera Pampa Camarones, Arica

Temas tratados: Bombeo de agua del mar y su uso en minería, uso de centrales hidroeléctricas para la generación de energía eléctrica en la planta

- Empresa Volk Wasserkraft, Representante en Chile, Oswald Weinreich

Temas tratados: Centrales hidroeléctricas con uso de agua del mar, diseño de sistemas y plantas, costos

- Empresa Voith, Oficina Santiago, Guillermo Neira, Gerente y Francisco Lara

Temas tratados: Centrales hidroeléctricas y bombeo con uso de agua del mar, diseño de sistemas y plantas, costos

- Empresa Voith Alemania, Markus Wirth

Temas tratados: Centrales hidroeléctricas y bombeo con uso de agua del mar, diseño de sistemas y plantas, costos

- CDEC-SING, Patricio Valenzuela, Santiago

Temas tratados: Mercado eléctrico actual, centrales hidroeléctricas como opción de acumulación en el SING, costos, reglamentos

- CDEC-SING, Daniel Salazar, Santiago

Temas tratados: Mercado eléctrico actual, centrales hidroeléctricas como opción de acumulación en el SING, costos, reglamentos

- Bienes Nacionales, oficina Arica

Temas tratados: Disponibilidad de terrenos para centrales de acumulación por bombeo y plantas fotovoltaicas

- MERIC, Marine Energy Research and Innovation Center, Santiago

Temas tratados: Actividades del MERIC y posibles cooperaciones futuras con énfasis al tema de corrosión y bio fouling

- Empresa Neptuno Pumps, Iquique

Temas tratados: Sistemas de bombeo de agua del mar y centrales de acumulación por bombeo

- Gobernación Marítima, Arica

Temas tratados: Centrales de acumulación por bombeo con agua del mar y concesiones marítimas, trámites y procedimientos

Queremos expresar nuestros especiales agradecimientos a **Daniel Berrios** (QEPD), ex gerente de la empresa minera Pampa Camarones, reconociendo su labor pionero en el tema de bombeo y uso de agua del mar en aplicaciones mineras y centrales de acumulación por bombeo.

3.2 Visitas y trabajo en terreno

Durante la primera semana de noviembre se realizó una visita a terreno, específicamente a Pampa Camarones en la comuna de Camarones, a 80 kilómetros al sur de la ciudad de Arica, en la Región de Arica y Parinacota, con el fin de identificar posibles lugares con las características adecuadas para este tipo de centrales (ver punto 5.1). Se visitó la empresa minera Pampa Camarones, varios sectores en el sector norte de Pampa Camarones como Pampa Argolla y Caleta Vitor. Durante dos viajes a Mejillones en la Región de Antofagasta, se visitó brevemente el sector de Michilla, que se encuentra a una distancia de aproximadamente 30 km al norte de Mejillones y algunos lugares entre Mejillones e Iquique.

Las siguientes Figuras 3-1,2,3 muestran en mapas de Google Earth los lugares y sectores visitados.

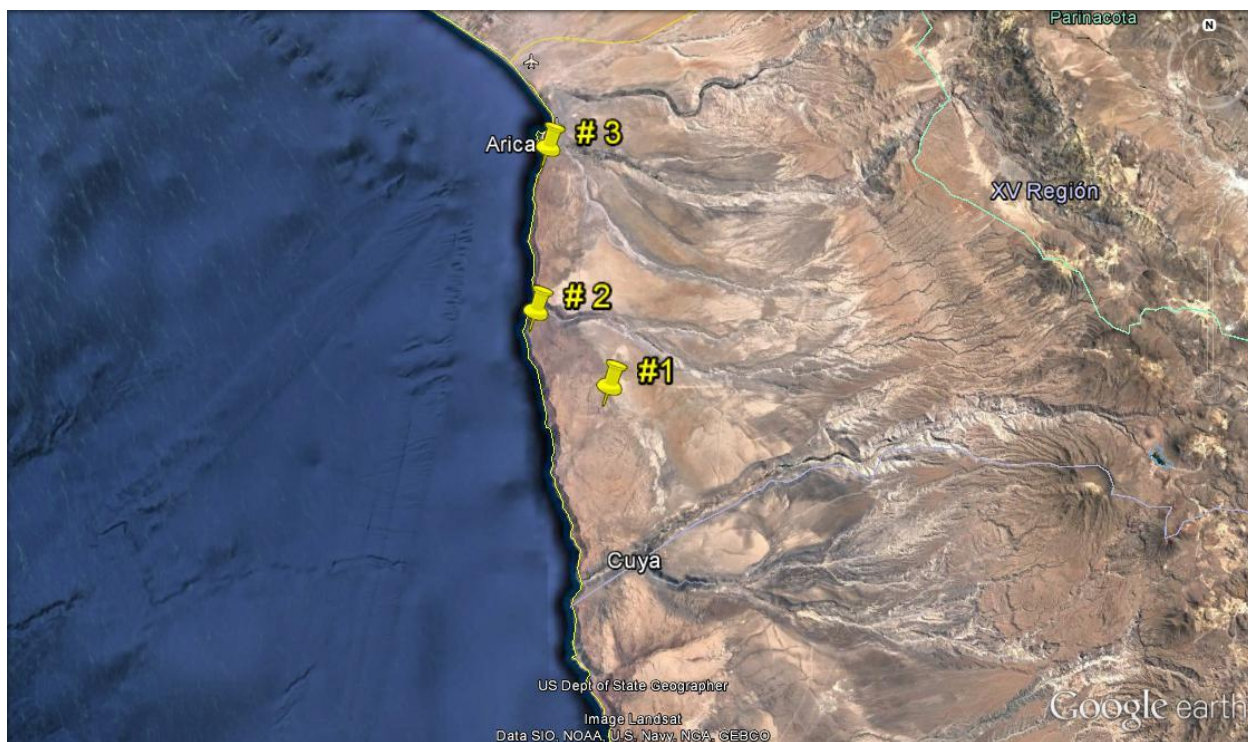


Figura 3-1: Lugares y sectores visitados en la Región de Arica y Parinacota

Lugares y sectores visitados en la región de Arica y Parinacota:

#1: Minera Pampa Camarones

#2: Pampa Argolla

#3: Zona costera, sur de Arica

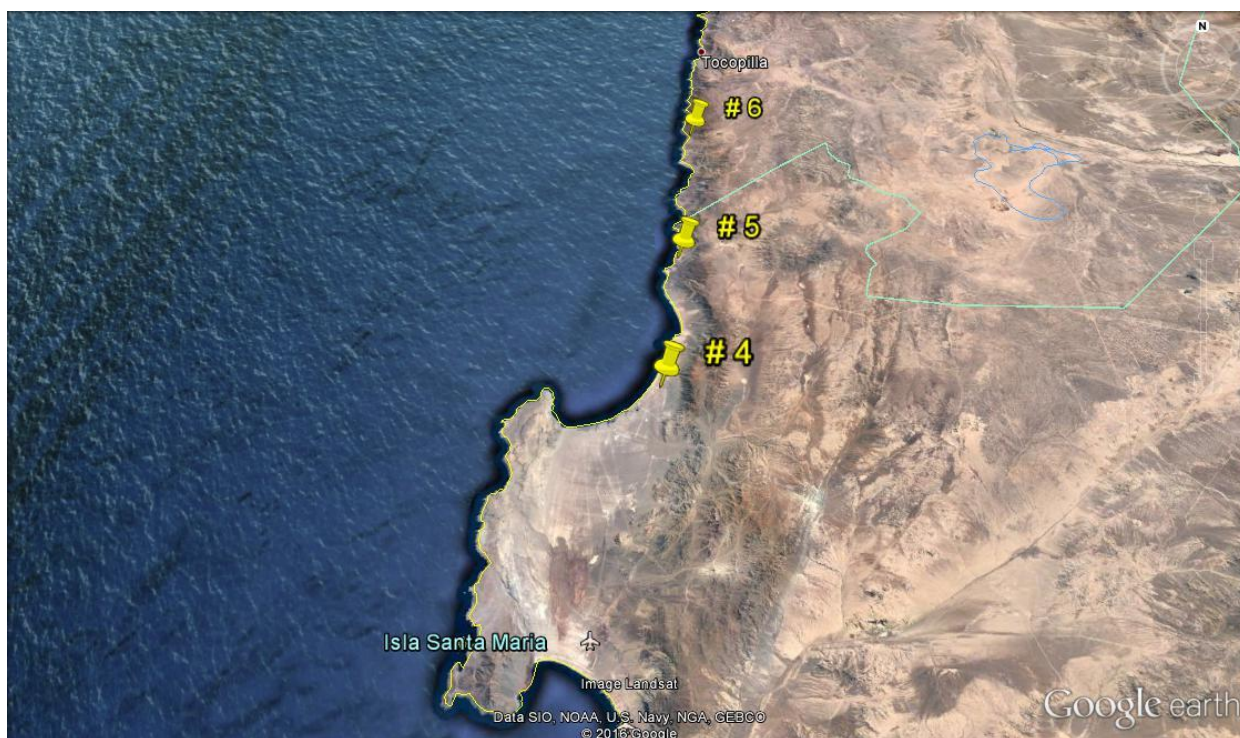


Figura 3-2: Lugares y sectores visitados en la Región de Antofagasta

Lugares y sectores visitados en la Región de Antofagasta:

#4: Zona costera, norte de Mejillones

#5: Michilla

#6: Sector Mantos de la Luna

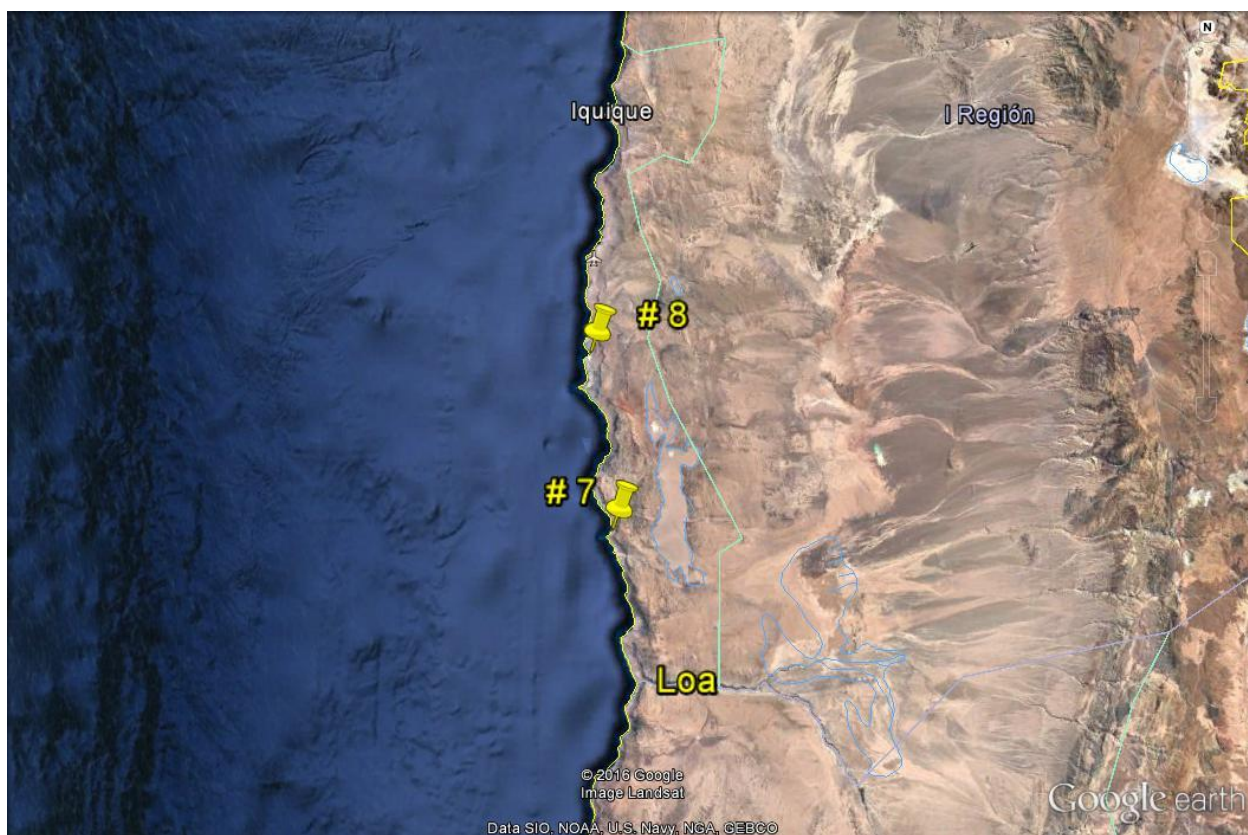


Figura 3-3: Lugares y sectores visitados en la Región de Tarapacá

Lugares y sectores visitados en la Región de Tarapacá:

#7: Zona costera, sector Caleta San Marcos

#8: Sector Patillos

3.2.1 Empresa Minera Pampa Camarones

La empresa minera Pampa Camarones, ubicada al lado este de la cordillera de la costa a una altura de 860 m.s.n.m. inició su faena y producción recién en el año 2014 y aportará unas 700 toneladas mensuales de cátodos de cobre, ver Figura 3-4. Actualmente, la minera está conectada al Sistema Interconectado del Norte Grande, SING a través de una línea de transmisión de 23 kV desde la subestación Vitor, con un consumo actual de 2,4 MW que se aumentará a aproximadamente a 4 MW en el año 2016 y un total de 6 MW en los próximos años.

Respecto al suministro de agua, destaca un proyecto de bombeo y utilización de agua del mar. A través de dos estaciones de bombeo se eleva agua del mar a una altura total de 1000 m para ser utilizado en los procesos productivos de la planta, principalmente en el proceso de lixiviación, ver Figura 3-5. Una planta de osmosis inversa entrega agua potable.

Este proyecto de bombeo de agua del mar se encuentra actualmente en la última etapa de puesta en marcha con una capacidad de bombeo de 90 m³/h; considerando un uso futuro de agua de aproximadamente 60 m³/h, quedaría disponible un caudal de agua del mar de 30 m³/h.

Inicialmente, se planteó la posibilidad de usar estos excedentes en una planta piloto hidroeléctrica de acumulación por bombeo. Con una altura de 1000 m y un caudal de 30 m³/h esta planta tendría solamente una potencia eléctrica de aprox. 100 kW; este valor, muy bajo comparado con la demanda del lugar, además el difícil acceso a la costa en este sector hace inviable un proyecto de acumulación por bombeo con agua del mar en este lugar.

En la Figura 3-6 se puede ver claramente la topografía de este sector: la cordillera de la costa llega directamente al mar, no hay acceso vía la zona costera. Se bombea el agua desde el mar hasta el Punto Madrid a una altura de 997 m.s.n.m., ver Figura 3-7.



Figura 3-4: Pampa Camarones, Minera Pampa Camarones al fondo (Fuente propia)

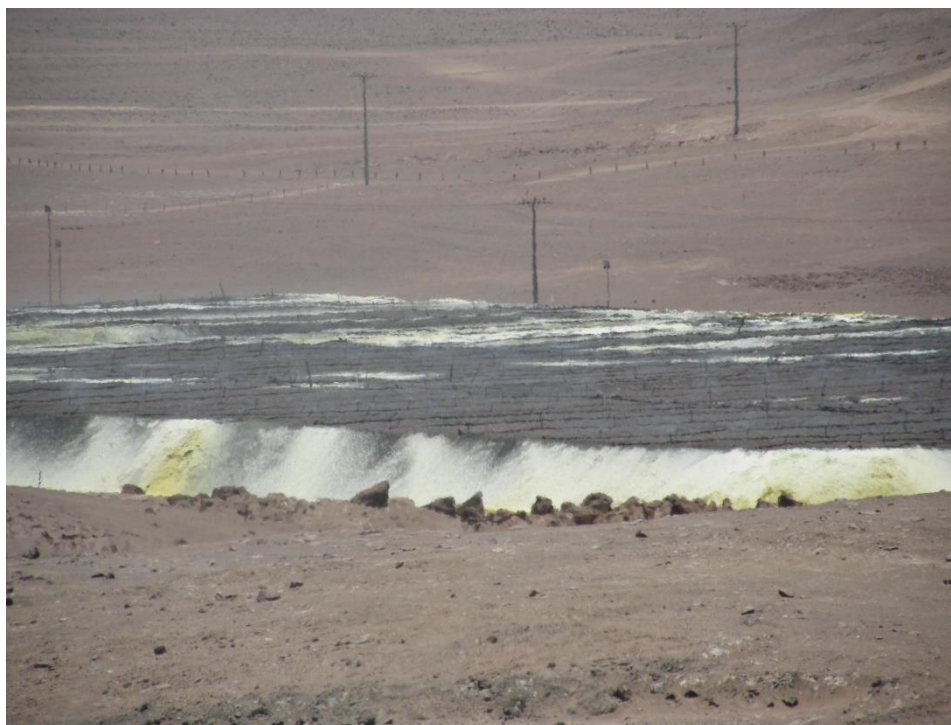


Figura 3-5: Minera Pampa Camarones, lixiviación con agua del mar (Fuente propia)



Figura 3-6: Cordillera de la costa, Punto Madrid, Pampa Camarones (Fuente propia)

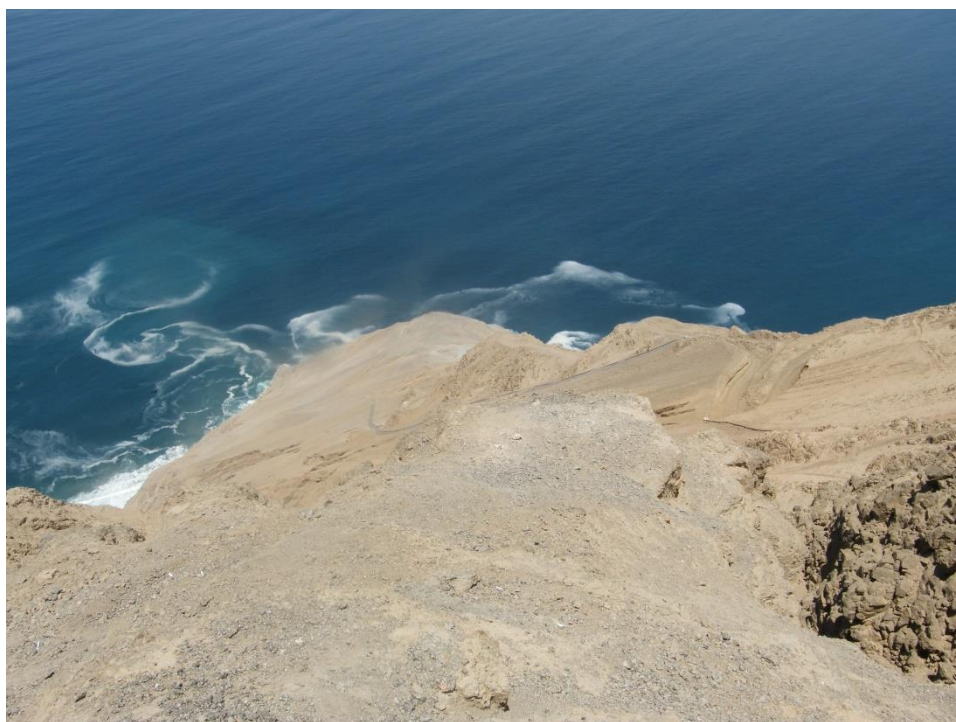


Figura 3-7: Punto Madrid, bajada a estaciones de bombeo, 997 m.s.n.m. (Fuente propia)

3.2.2 Pampa Argolla

Pampa Argolla está ubicada en el sector norte de la Pampa Camarones, directamente al sur de la Caleta Vitor, con una altura de 593 m.s.n.m. en el punto del acantilado, ver Figuras 3-8 y 3-9. El terreno baja hacia la dirección este lo que presenta condiciones muy favorables para una laguna de acumulación de agua, ver Figura 3-10. La cordillera de la costa llega también directamente al mar, no hay un acceso vía la zona costera.



Figura 3-8: Pampa Argolla, 593 m.s.n.m. (Fuente propia)



Figura 3-9: Pampa Argolla, bajada (Fuente propia)



Figura 3-10: Pampa Argolla, bajada de terreno hacia el este (Fuente propia)

3.2.3 Zona costera entre Mejillones e Iquique

La zona costera entre Mejillones e Iquique cuenta con condiciones favorables para la implementación de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo, dentro de las cuales destacan los siguientes aspectos: (ver más detalles sobre criterios de selección de lugares aptos en el capítulo 5.1)

- Zona costera relativamente ancha
- Excelente acceso vía Ruta No. 1 pavimentado
- Conexión eléctrica y líneas de transmisión

En la Figura 3-11 se muestra un sector al norte de Mejillones con una altura de la cordillera de la costa que varía típicamente entre 300 – 600 m.s.n.m.; es un lugar muy cerca de Mejillones con buena infraestructura.

Michilla es una caleta costera ubicada a 30 km al norte de Mejillones en la Segunda Región y cuenta con condiciones muy favorables para plantas de acumulación por bombeo con agua del mar, ver Figura 3-12 y 3-13. La zona costera es muy ancha, la Ruta No. 1, pavimentada pasa directamente por este lugar que conecta Tocopilla a Antofagasta; además, existe una conexión eléctrica a través de una línea de transmisión de 66 kV de E-CL. En el sector hay dos empresas mineras: Empresa Minera Michilla y Empresa Minera Centinela, del Grupo Antofagasta Minerals. Estas dos empresas ya cuentan un sistema de bombeo de agua del mar a una altura de aprox. 1000 m en la cordillera de la costa para sus aplicaciones mineras. La empresa minera Michilla está actualmente en la etapa de cierre de la planta con todas sus instalaciones.

La empresa minera Mantos de la Luna también cuenta con un sistema de bombeo de agua del mar, actualmente elevan el agua mediante un total de tres etapas: la primera unidad de bombeo instalada en una poza natural en la costa eleva el agua a un primer estanque de plástico; una segunda unidad de bombeo eleva el agua a un estanque ubicado abajo de la cordillera y un tercer sistema de bombeo eleva el agua hasta la planta minera a una altura de aprox. 1000m, ver Figuras 3-14, 3-15 y 3-16.

En las Figuras 3-17 y 3-18 se presentan dos lugares y sectores en la costa, al norte del río Loa, el sector Pabellón de Pica y un lugar cerca de la Caleta San Marcos.

Una zona que presenta condiciones adecuadas es la zona costera de Patillos, al sur de Iquique, ver Figuras 3-19 y 3-20. La cordillera de la costa no es tan alta, típicamente 400 – 500m, pero en Patillos se unen la Ruta No. 1 en la costa con la Ruta No. 5 en la Pampa, es decir, hay un camino pavimentado de la costa al Salar Grande en la cordillera de la costa hasta el pueblo de Victoria en la Pampa del Tamarugal. Lugares que ya cuentan con una infraestructura en caminos son bastante favorables dado que facilitan el acceso a los diferentes componentes de la central, específicamente al estanque de acumulación en altura en la cordillera de la costa y a la planta fotovoltaica en la zona desértica a una altura de aprox. 1000 m.s.n.m., ver Capítulo 5.



Figura 3-11: Sector costera norte de Mejillones (Fuente propia)



Figura 3-12: Michilla (Fuente propia)

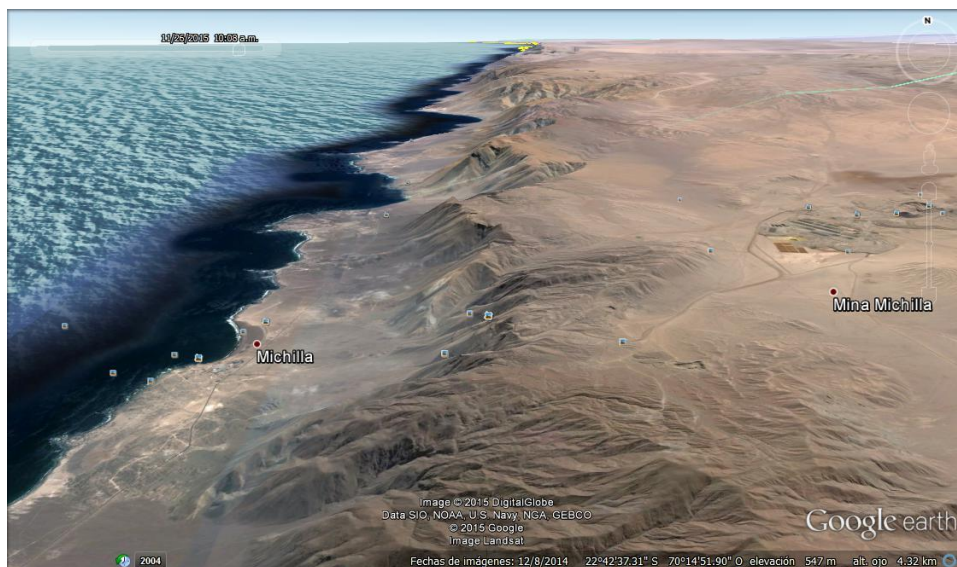


Figura 3-13: Zona costera y cordillera de la costa, Michilla (Fuente: Google Earth)



Figura 3-14: Minera Mantos de la Luna, captación de agua del mar (Fuente propia)



Figura 3-15: Minera Mantos de la Luna, estanque de agua del mar (Fuente propia)



Figura 3-16: Minera Mantos de la Luna, estación de bombeo (Fuente propia)



Figura 3-17: Sector Caleta San Marcos (Fuente propia)



Figura 3-18: Sector Pabellón de Pica (Fuente propia)



Figura 3-19: Sector Patillos, vista hacia el norte (Fuente propia)



Figura 3-20: Sector Patillos, vista hacia el sur (Fuente propia)

3.2.4 Arica, zona costera sur

La zona costera al sur de Arica cuenta también con posibles lugares que tienen características para centrales de acumulación por bombeo, ver Figuras 3-21 y 3-22; existe un camino pavimentado y una conexión eléctrica de media tensión en 13,2 kV. La cordillera de la costa llega en este sector a una altura de 300 metros.



Figura 3-21: Zona costera, sur de Arica (Fuente propia)



Figura 3-22: Zona costera, sur de Arica (Fuente propia)

4. Componentes y configuración de centrales de acumulación por bombeo

Un esquema general de una central de acumulación por bombeo (CHAB) y sus componentes se muestra en la Figura 4-1. La generación de energía eléctrica se realiza mediante un sistema hidroeléctrico convencional (turbina/generador) utilizando agua de un depósito en altura (energía potencial) que ha sido llenado mediante un sistema de bombeo accionado con energía eléctrica. La energía eléctrica necesaria para el bombeo se obtiene de la red eléctrica y/o de una planta de generación eléctrica con energías renovables no convencionales.

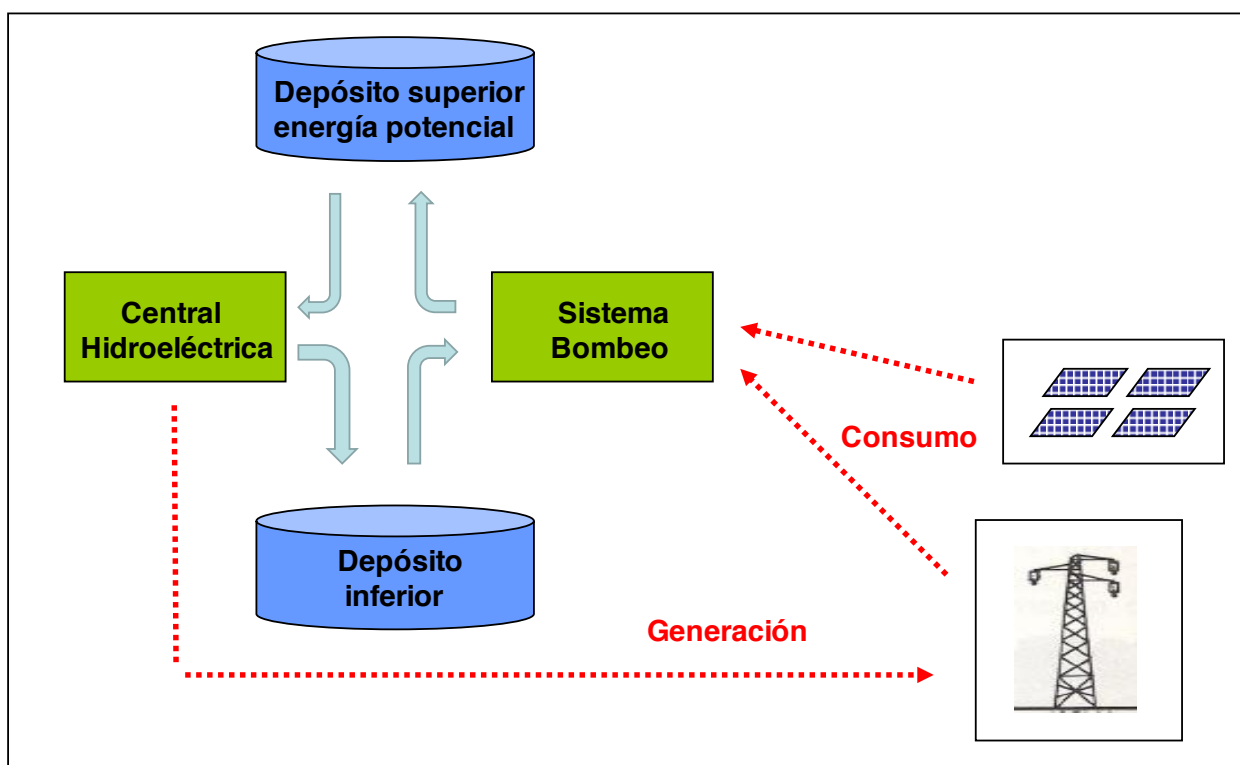


Figura 4-1: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo

4.1 Configuraciones de diferentes tipos de centrales de acumulación por bombeo

Según la configuración de máquinas utilizadas se puede clasificar diferentes tipos de centrales, [1], [5]:

Tipo 1: Sistemas separados, turbina/generador y motor/bomba

Tipo 2: Sistema ternario, dispositivo eléctrico combinado motor/generador con acoplamientos a bomba y turbina en forma separada

Tipo 3: Sistema binario, dispositivo hidráulico reversible turbina/bomba con acoplamiento a dispositivo eléctrico combinado motor/generador

Tipo 1: Sistemas separados, turbina/generador y motor/bomba

En esta configuración trabajan el sistema de generación con turbina/ generador eléctrico y el sistema de bombeo con motobomba/motor eléctrico en forma independiente y completamente separados.

Esta configuración entrega la máxima flexibilidad de diseño permitiendo seleccionar por separado cada uno de los componentes de acuerdo a sus condiciones de operación, Debido al diseño separado de la unidad de bombeo y unidad de turbina, estos sistemas destacan por rendimientos más altos. En una instalación nueva, aumenta el costo de inversión comparado con las configuraciones del tipo 2 y tipo 3, pero puede ser una solución atractiva por ejemplo en proyectos en los cuales ya existe una estación de bombeo (aplicaciones de empresas mineras que utilizan agua del mar). Otra ventaja de esta configuración es la posibilidad de instalar la central hidráulica en un lugar con mayor altura en comparación con la captación del agua de mar del sistema de bombeo en la orilla del mar. En la siguiente Figura 4-2 se presenta el esquema general de esta configuración.

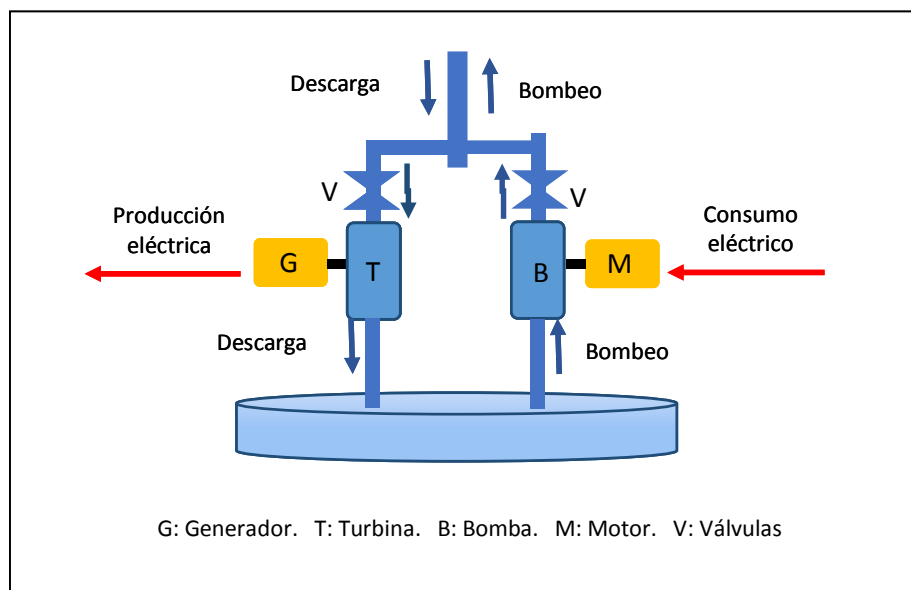


Figura 4-2: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación, tipo 1

Tipo 2. Sistema ternario, motor/generador con bomba y turbina en forma separada

En esta configuración se utiliza una sola máquina eléctrica que funciona como motor y generador pero el sistema hidráulico está compuesto por dos unidades: la turbina y el sistema de bombeo trabajan en forma independiente y completamente separados. Existen soluciones con la turbina, la bomba y el motor/generador con disposición en eje horizontal vertical.

Esta disposición entrega mucha flexibilidad de diseño hidráulico permitiendo seleccionar la turbina y bomba más adecuada a las condiciones de operación y, por lo tanto, los rendimientos de esta configuración también son altos. Se disponen de acoplamientos mecánicos para conectar alternadamente la turbina o bomba lo que permite también operar el sistema en forma muy flexible y efectuar rápidamente cambios en la operación de turbina o bombeo. En relación a costos de inversión, este sistema es más económico comparado con la configuración tipo 1 pero también relativamente alto debido a las unidades de bombeo y turbina con máquinas hidráulicas separadas.

En la siguiente Figura 4-3 se presenta el esquema general de esta configuración.

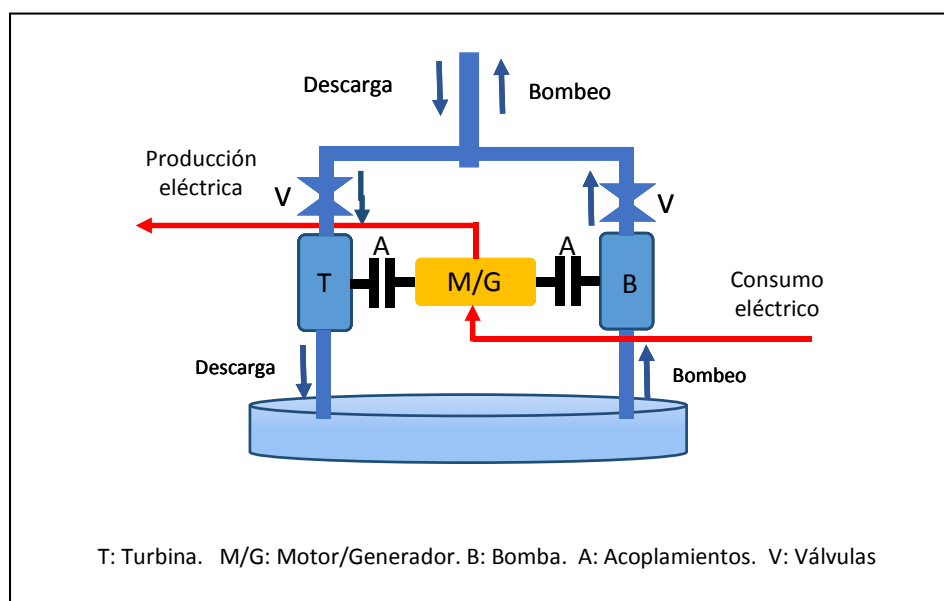


Figura 4-3: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación, tipo 2

Tipo 3. Sistema binario, turbina/bomba con motor/generador

Esta configuración destaca por usar solamente dos máquinas: la máquina eléctrica compuesta por el motor/generador y la máquina hidráulica compuesta por la turbina/bomba que trabaja en forma **reversible**. Para cambiar el funcionamiento de turbina a bomba o viceversa se debe invertir solamente el sentido de giro de la máquina eléctrica a través de un set de seccionadores de cambio de fases. Principal ventaja de esta configuración es el menor costo de inversión en máquinas y obras civiles comparados con las configuraciones de tipo 1 y 2. Desventaja es el menor rendimiento por la máquina hidráulica reversible y menos flexibilidad en el diseño y selección de turbina/bomba. Las dos configuraciones anteriores usan la turbina y la unidad de bombeo con equipos separados; las horas y caudales de operación turbina y operación bombeo pueden variar significativamente, en consecuencia, varían también las potencias hidráulicas y eléctricas. Utilizando unidades de turbina y de bomba en forma separada, se pueden optimizar en el diseño estos equipos en sus puntos principales de operación, llegando a valores de rendimientos altos. Un sistema binario con una sola unidad de turbina y bomba no presenta esta posibilidad de optimización, por lo tanto, los rendimientos son un poco más bajos.

Además, se debe instalar la central con turbina/bomba bajo el nivel de agua para asegurar el funcionamiento adecuado en modo operación de bombeo.

En la siguiente Figura 4-4 se presenta el esquema general de esta configuración.

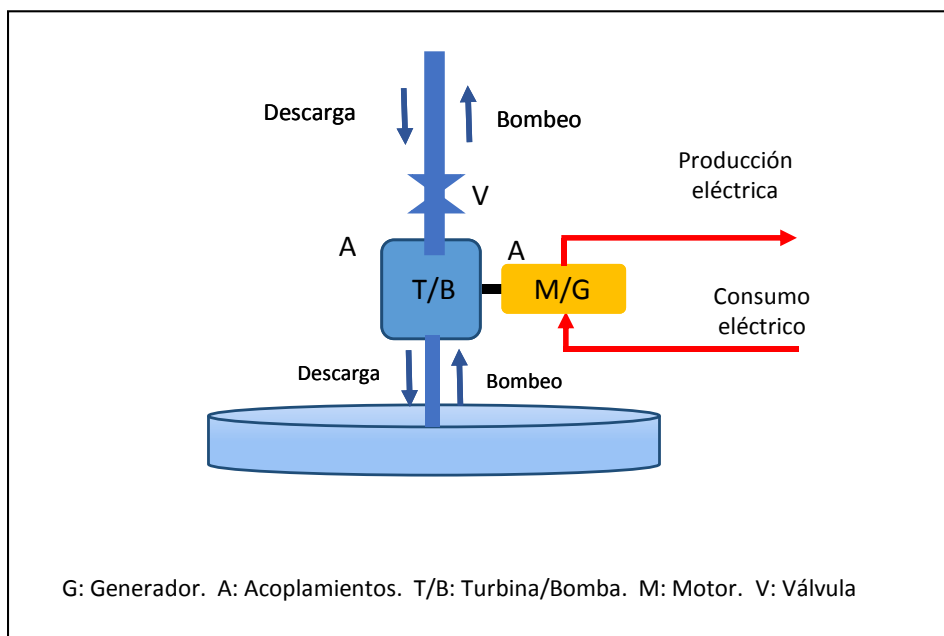


Figura 4-4: Esquema general de una central hidroeléctrica de acumulación, tipo 3

En la Tabla 4-2 al final de este capítulo No. 4 se presenta un resumen con las principales características de las diferentes configuraciones y componentes.

4.2 Componentes de una central de acumulación por bombeo con agua del mar

En las siguientes Figuras 4-5,6 se muestran dos posibles alternativas de una central de acumulación por bombeo con agua del mar. En la Figura 4-5 se presenta una primera alternativa con la construcción de la central en la costa sobre el nivel del mar. En este caso, se pueden usar solamente las configuraciones de la central tipo 1 y 2. La segunda alternativa considera una construcción subterránea; la central se ubica bajo el nivel del agua. En este caso, se puede utilizar también una turbina reversible, tipo 3. La tubería que sube al estanque se puede construir en túneles o sobre tierra con anclajes y soportes.

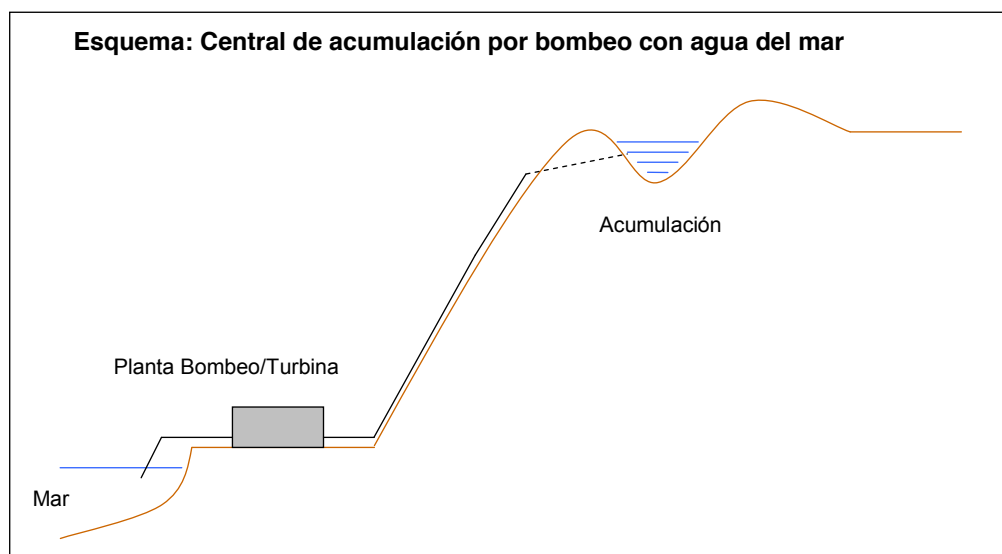


Figura 4-5: Esquema principal, alternativa #1

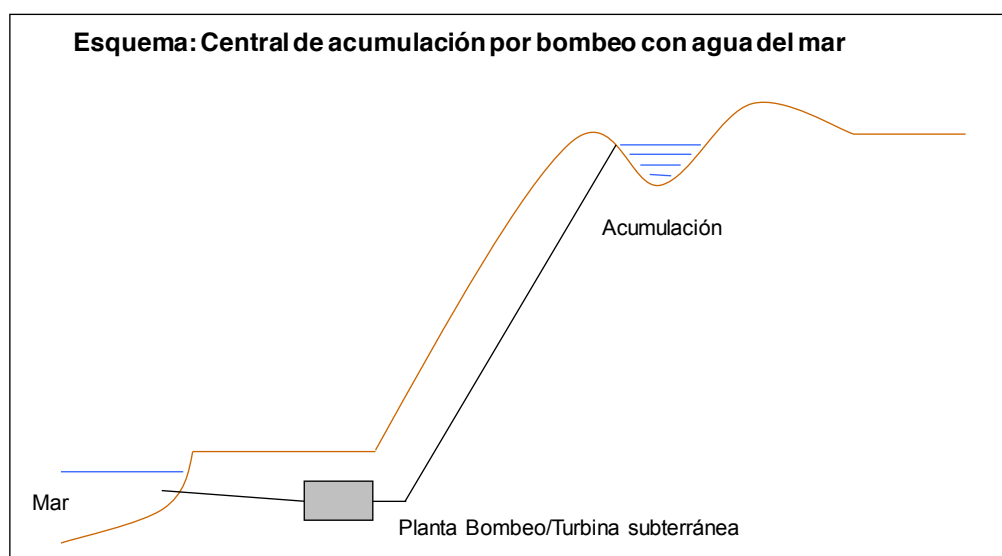


Figura 4-6: Esquema principal, alternativa #2

Los principales componentes de una central de acumulación por bombeo con agua del mar son los siguientes:

- Sistema hidráulico, turbina, bomba o turbina/bomba
- Motor/generador
- Captación del agua (agua del mar)
- Depósito de agua superior
- Tuberías
- Unidad de control
- Subestación eléctrica

Turbina, Turbina/Bomba:

Actualmente, se utilizan centrales hidroeléctricas en una gran gama de potencia de micro centrales hasta centrales de gran escala de MW y GW. Respecto al marco de este estudio las turbinas más utilizadas son turbinas tipo Pelton y Francis, ver Figura 4-7. En la siguiente Tabla 4-1 se presentan los parámetros y valores típicos de estas turbinas [6].

Sólo las turbinas de reacción, como son las Francis pueden operar como turbina/bomba en configuraciones binarias (máquina hidráulica reversible). Las turbinas de acción, como son las Pelton no se pueden utilizar como bombas; en este caso, se utilizan configuraciones ternarias o sistemas separados (ver párrafo 4.1).

Los parámetros principales que determinan el tipo y tamaño de la turbina a utilizar son la caída bruta y el caudal de agua.

Tabla 4-1: Resumen turbinas

Turbina	Pelton	Francis
Altura máx.	1.500 m	700 m
Potencia hydr. máx.	500 MW	1.400 MW
Caudales máx.	$\approx 70 \text{ m}^3/\text{s}$	$\approx 900 \text{ m}^3/\text{s}$
Eficiencia nominal	$\approx 90 \%$	$\approx 90 \%$
Operación reversible	no	si

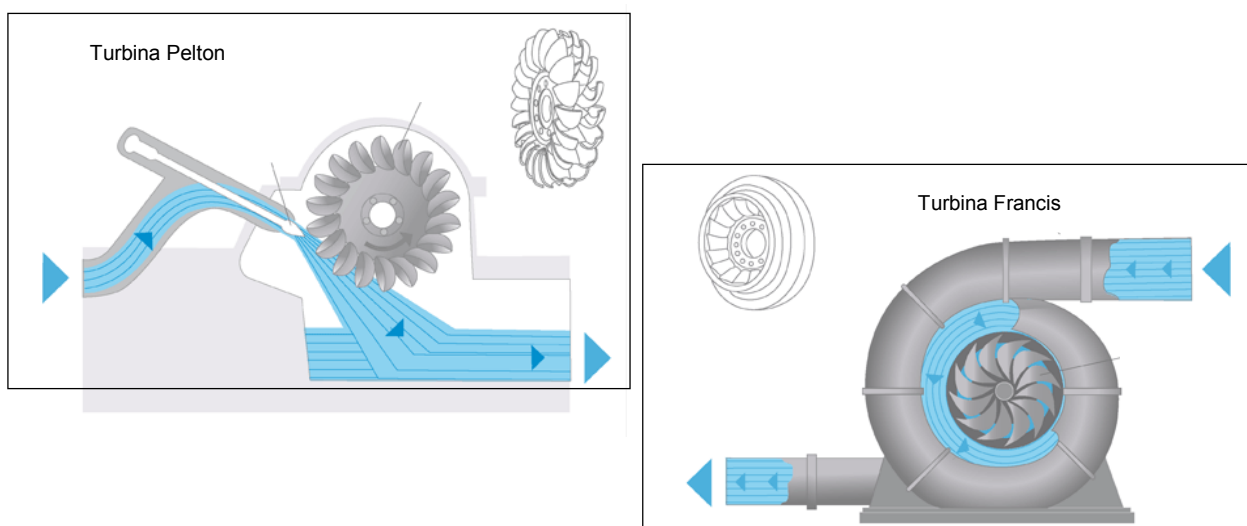


Figura 4-7: Turbina Pelton y Francis [12]

Generalmente, las turbinas hidráulicas destacan por su alta eficiencia que llega a valores típicos de $\eta_t = 90\%$. En la siguiente Figura 4-8 se presenta la relación de eficiencia versus el caudal de la turbina. La turbina Pelton se caracteriza por operar en un amplio rango de caudales con muy poca variación en los valores de eficiencia, cerca de 90 %. Al contrario, la turbina Francis permite también operar con caudales menores respecto al caudal nominal, pero con una disminución significativa de la eficiencia. En consecuencia, se recomienda operar la turbina Francis en un rango de caudales de:

$$Q_{\text{Francis}} \approx (0,6 - 1,0) \cdot Q_{\text{nominal}}$$

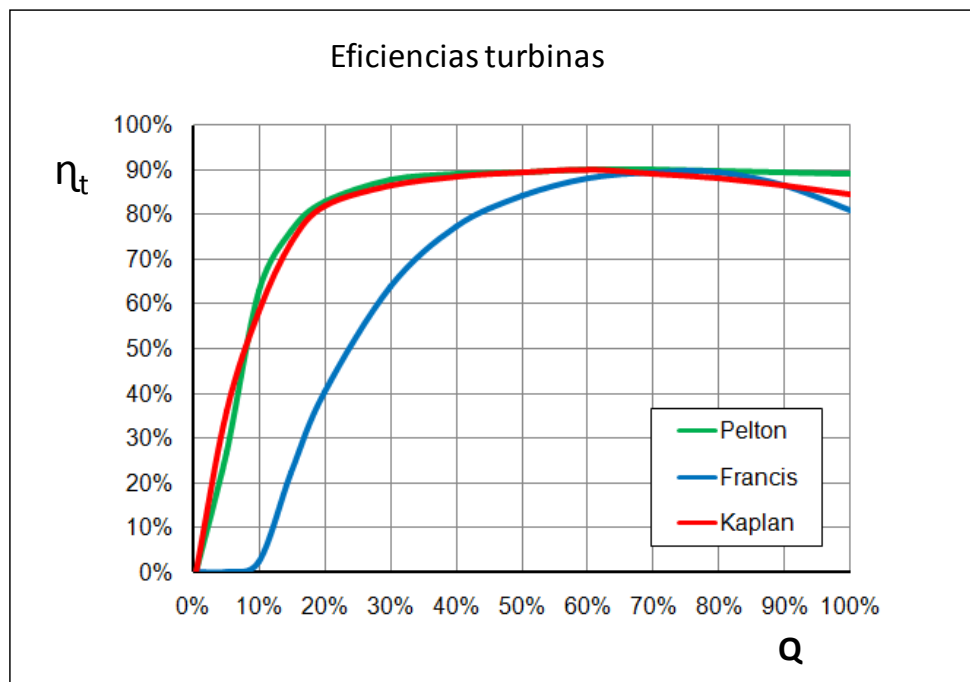


Figura 4-8: Eficiencias turbinas hidráulicas [7]

La bomba y la turbina deben ser aptas para trabajar con agua del mar lo que implica el uso de acero inoxidable para la turbina/bomba, recubrimientos anticorrosivos y protección catódica. Actualmente, estas turbinas/bombas no existen en el mercado; se fabrican estas unidades para cada proyecto específico, según los requerimientos del cliente (custom tailored).

Motor/generador:

Según la configuración de la central la máquina eléctrica trabaja como generador/ motor o en dos unidades separadas como motor y generador eléctrico; en la mayoría de centrales de acumulación de bombeo y también en centrales hidroeléctricas se utilizan máquinas clásicas sincrónicas, como por ejemplo en la central El Hierro y la central en Okinawa, mencionadas en el capítulo 2. Debido al desarrollo tecnológico en los últimos años existen en el mercado también nuevos diseños de generadores eléctricos que combinan electrónica de potencia con variadores de frecuencia y máquinas eléctricas sincrónicas o asincrónicas mejorando el comportamiento técnico y eficiencias del sistema.

Características agua del mar:

Agua de mar tiene una concentración de sales minerales disueltas con un valor promedio de 3,5 % o 35 g / kg, la densidad de agua de mar es de (promedio):

$$\rho_{\text{aguamar}} \approx 1025 \text{ kg / m}^3$$

Aparte de las sales disueltas agua del mar contiene una gran cantidad de microorganismos, algas y plancton. Estas características complican el uso de agua de mar en la turbina y sistema de bombeo debido a problemas de corrosión y/o bio fouling en los equipos y tuberías.

Captación del agua del mar:

En el caso del bombeo con agua de mar, el depósito inferior es reemplazado por una bocatoma con rejillas, filtros y elementos constructivos que evitan la succión de organismos vivos mayores, como se hizo en la central piloto de Okinawa en Japón, ver la siguiente Figura 4-9.



Figura 4-9: Bocatoma de agua del mar, Okinawa, Japón [4]

Depósito de agua superior:

El depósito superior y su volumen mínimo se dimensiona según el volumen de agua requerido para el máximo período de operación de la turbina y generación eléctrica.

Al usar agua de mar se debe utilizar un revestimiento que inhiba la infiltración del agua de mar en el terreno. Los materiales más adecuados y disponibles en el mercado nacional son geomembranas que se utilizan en grandes dimensiones y extensiones en la industria minera.

Tuberías:

En relación al dimensionamiento de las tuberías, se debe considerar el mayor caudal, ya sea de bombeo o de generación y minimizar las pérdidas de presión, a costos razonables. Las horas de operación entre bombeo y operación de la turbina pueden variar significativamente, según las condiciones de cada proyecto específico. El caudal máximo de la turbina o de la bomba es el caudal que determina el diámetro de la tubería.

En cuanto al material, se usa normalmente acero para soportar las altas presiones y, en el caso de agua de mar se utiliza acero recubierto con polietileno y pinturas esmálticas.

En la central de Okinawa fue una tarea importante la prevención de la adherencia de pequeños organismos marinos, como los “percebes” que establecen colonias calcáreas y se adhieren a casi cualquier superficie. Estos organismos se adhieren cuando el flujo de agua es menor de 5 m/s. En Okinawa se utilizó una pintura anti-polución que impermeabiliza la superficie y evita de esta manera la adherencia de esos organismos.

Resumen configuraciones y componentes:

Considerando las experiencias de centrales de acumulación por bombeo ya instaladas a nivel mundial se pueden diseñar centrales en el norte de Chile según las tres configuraciones tipo 1,2 y 3, considerando las características de cada configuración y las condiciones específicas del lugar.

En la siguiente Tabla 4-2 se presenta una comparación de parámetros y aspectos relevantes de estas configuraciones [8], [9], [10], [11], [12], [13].

Tabla 4-2: Resumen configuraciones

Parámetro	Sistema separado motor/bomba y turbina/generador	Sistema ternario motor/generador y turbina y bomba	Sistema binario motor/generador y turbina/bomba
Altura máx.	1.500 m (Pelton) 700 m (Francis)	1.500 m (Pelton) 700 m (Francis)	700 m (Francis)
Potencia eléctrica máx.	1.400 MW (Francis) 500 MW (Pelton)	1.400 MW (Francis) 500 MW (Pelton)	400 MW
Eficiencia total	≈ 80 %	≈ 80 %	≈ 75 %
Inversión inicial de equipos y control	alta	alta	baja
Mantenimiento	alta	alta	baja
Espacio necesario	alto	alto	bajo
Tiempo de transición bombeo-turbina, viceversa	rápido	rápido	lento
Construcción	flexible	flexible	bajo nivel de agua
Costo obras civiles	bajo	bajo	alto

5. Estudio técnico de un caso ejemplo

El tema de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo, no es una tecnología nueva, sin embargo, la novedad está en el uso de agua del mar. Con el fin de obtener primeras informaciones y datos reales sobre posibles lugares, características técnicas de estas plantas se presenta en este capítulo un **estudio técnico** para un caso ejemplo.

5.1 Criterios de selección de lugares aptos

En la Figura 5-1 se muestra la topografía típica en norte de Chile: la cordillera costera con una altura que varía típicamente entre 300 – 1000 metros sobre nivel de mar, la Pampa, como zona desértica, típicamente a una altura entre 800 - 1000 m.s.n.m. y la cordillera de los Andes con el sector altiplánico. Para identificar un posible sitio de una central de acumulación por bombeo, se debería seleccionar un lugar apto para la central en la costa y un espacio adecuado para el estanque de acumulación en la cordillera de la costa; en el caso de considerar una planta fotovoltaica para el bombeo se debería seleccionar también un sitio apto para esta planta, con preferencia en la zona desértica.

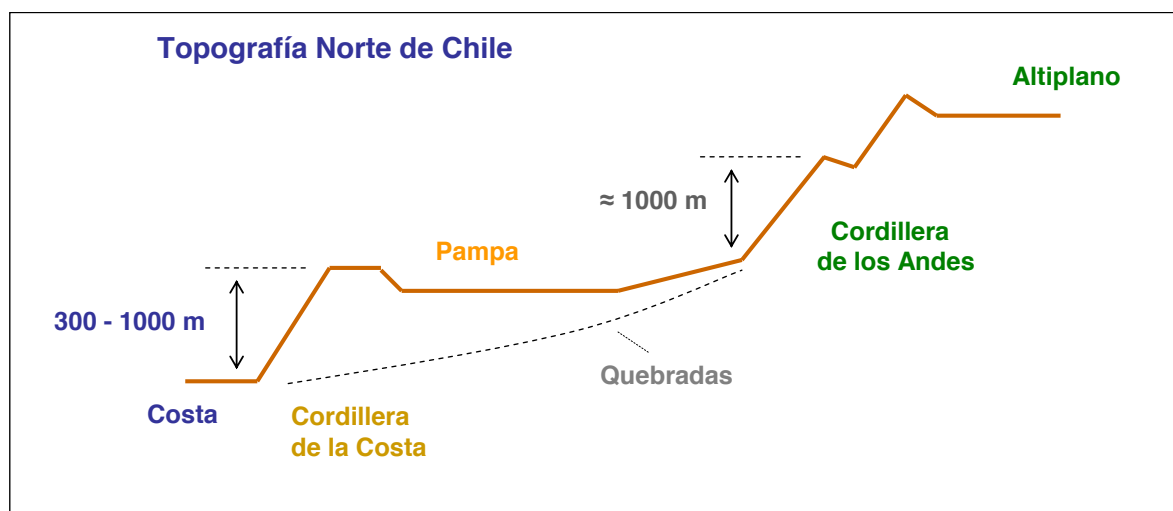


Figura 5-1: Topografía del norte de Chile

Los principales parámetros de selección de lugares aptos son:

- Fácil acceso y espacio en la zona costera
- Fácil acceso en la parte del depósito superior (cordillera de la costa o pampa)
- Terrenos aptos para reservorios de agua (pendientes, quebradas, etc.)
- Altura de la cordillera de la costa entre 500 – 1000 m
- Acceso a líneas de transmisión de media tensión

5.2 Diseño básico

5.2.1 Conceptos generales

El sistema de bombeo eleva el agua a un estanque de acumulación en altura, la central hidroeléctrica transforma la energía potencial acumulada en el estanque a través de la turbina en energía eléctrica, ver Figura 5-2.

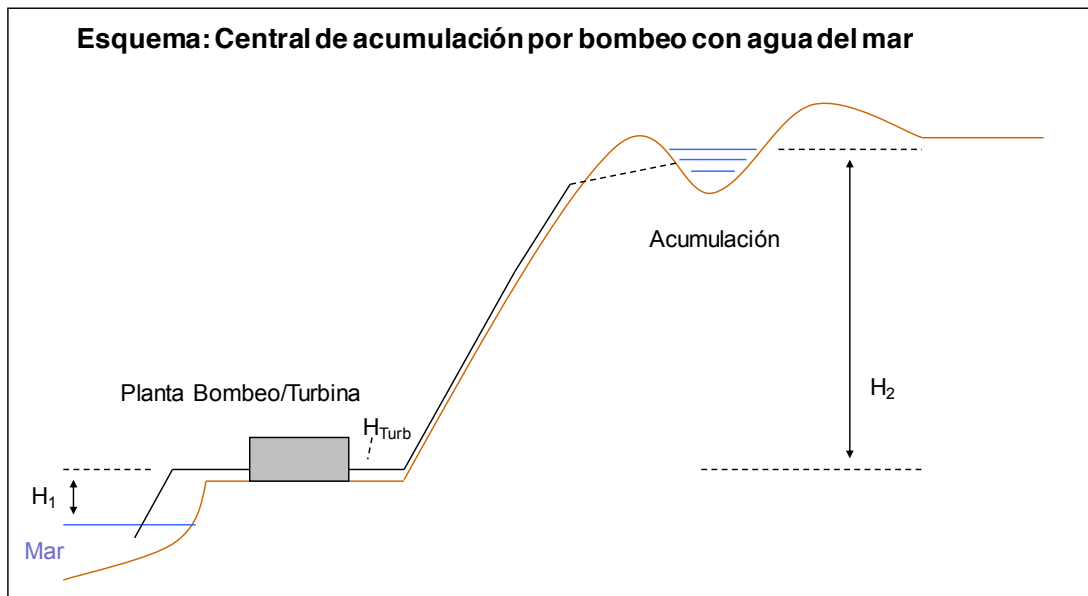


Figura 5-2: Esquema general

Potencia hidráulica:

La potencia hidráulica se calcula según la siguiente ecuación:

$$P_{hidr.} = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \quad (5.1)$$

Donde,

$P_{hidr.}$: Potencia Hidráulica en kW

H: Altura en metros

Q: Caudal en m³/s

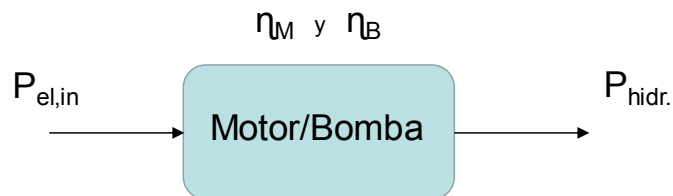
ρ : densidad agua (1,02 kg/l)

g: aceleración de gravedad (9,81 m/s²)

se obtiene:

$$P_{hidr.} \approx 10 \cdot H \cdot Q \quad (5.2)$$

Operación del bombeo:



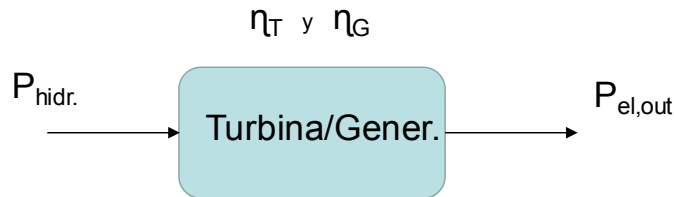
El sistema de bombeo convierte la potencia eléctrica en la entrada a potencia hidráulica a la salida de la bomba. Utilizando los conceptos de eficiencia del motor, η_M y la eficiencia de la unidad de bombeo, η_B , se puede estimar la potencia eléctrica necesaria, $P_{el,in}$ en:

$$P_{el,in} \approx \frac{10 \cdot H_{Total,Bombeo} \cdot Q}{\eta_M \cdot \eta_B} \quad (5.3)$$

Según Figura 5.2, la altura total de bombeo, $H_{total,bombeo}$, incluyendo todas las pérdidas de bombeo, H_{perd} , es:

$$H_{total,bombeo} = H_1 + H_2 + H_{perd} \quad (5.4)$$

Operación de turbina:



La turbina en conjunto con el generador eléctrico convierte la potencia hidráulica en la entrada a potencia eléctrica a la salida del generador. Utilizando los conceptos de eficiencia de la turbina, η_T y la eficiencia del generador, η_G , se puede estimar la potencia eléctrica generada, $P_{el,out}$, en:

$$P_{el,out} = 10 \cdot H_{turb} \cdot Q \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (5.5)$$

Según Figura 5.2, la caída neta, H_{turb} , a la entrada de la turbina, incluyendo todas las pérdidas hidráulicas, es:

$$H_{turb} = H_2 - H_{perd} \quad (5.6)$$

Las pérdidas en la operación de bombeo y operación de la turbina se pueden calcular exactamente conociendo los datos detallados de la tubería (diámetro, material, distancia) y todos los fittings, llaves, etc.

Se estima en este diseño básico un valor de pérdidas de $H_{perd} \approx 5\%$. Debido a las distancias de varios cientos o miles de metros entre la central ubicada en la costa y el estanque de acumulación, las pérdidas hidráulicas son principalmente pérdidas en las tuberías (pérdidas de carga).

La siguiente Figura 5-3 entrega un resumen del rango de operación de diferentes tipos de turbinas en relación a altura y caudal. Los valores indicados de la potencia representan la potencia hidráulica correspondiente [7].

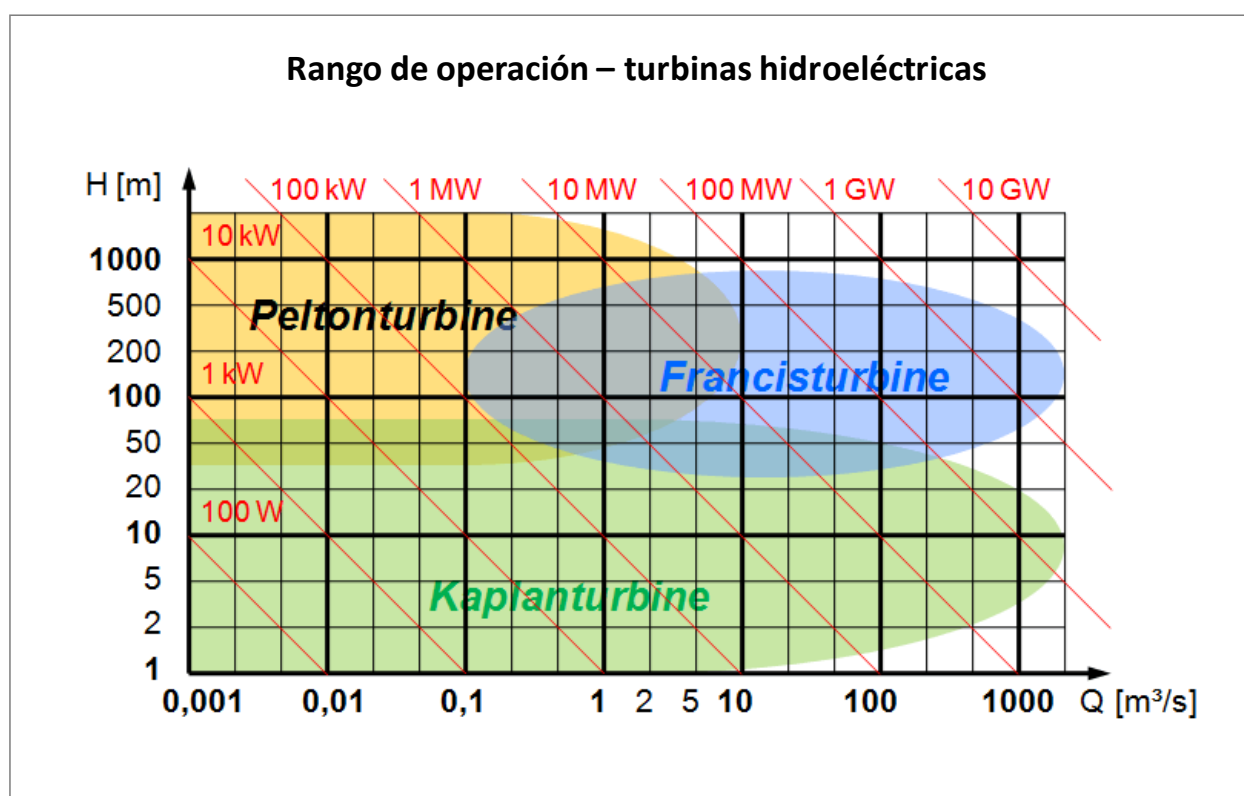


Figura 5-3: Resumen de rango de operación de turbinas, caudal y caída neta (pot. hidráulica), [7]

5.2.2 Configuración y diseño básico de un caso ejemplo

Como se mencionó anteriormente, una central hidroeléctrica de acumulación por bombeo con agua del mar es una aplicación completamente nueva en el país. En términos generales, el tema de acumulación de energía, especialmente en un futuro escenario con un incremento significativo de energías renovables en la matriz energética, tendrá mucha importancia.

Dentro de una gran gama de diferentes opciones tecnológicas de acumulación, la aplicación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo con agua del mar podría ser un aporte atractivo en el futuro.

En consecuencia, se propone planificar y desarrollar un proyecto piloto en el norte de Chile. Existen muchos parámetros que influyen sobre el diseño de una iniciativa de carácter piloto; en este caso ejemplo se aplicaron los siguientes criterios:

Criterios de diseño:

- a) La central tiene un carácter piloto que permitirá demostrar la factibilidad técnica y económica de esta nueva aplicación y ganar experiencias reales en todos los aspectos de operación y mantención.
- b) El tamaño de la central debería ser adecuado con costos de inversión razonables para un proyecto piloto.
- c) El diseño e implementación de la central debería ser sencillo y debería aprovechar en algunos aspectos tecnologías y experiencias nacionales disponibles, por ejemplo, el uso de geo membranas para los estanques y bombeo de agua del mar (minería).
- d) No se contempla, principalmente por razones económicas, la construcción de túneles e instalación de la central en forma subterránea (construcción típica en muchas centrales CHAB con agua dulce, también utilizada en la CHAB en Okinawa, Japón)
- e) Se utiliza un estanque de acumulación en altura, no se contempla un estanque inferior en la costa o a un nivel intermedio, en consecuencia, la estación de bombeo eleva el agua directamente al estanque ubicado en altura en la cordillera de la costa.

Configuración y diseño básico:

Lugar

Durante las visitas a terreno se identificaron varios sectores y lugares aptos para posibles proyectos pilotos que cumplen con los criterios de selección de lugares presentados en el capítulo No. 5.1. Dentro de posibles lugares de referencia destacan, ver también fotos en el capítulo No. 3:

- Sector norte de Mejillones, Michilla
- Sector sur de Iquique, Patache y Patillos

Tamaño de la central

Considerando un lugar del estanque de acumulación en la cordillera con una altura de aprox. 900 m se debe usar una turbina tipo Pelton. El mercado de turbinas hidroeléctricas ofrece turbinas tipo Pelton con una potencia eléctrica de $P_{el.} > 10$ MW. Un segundo aspecto relevante para definir el tamaño de esta central es el carácter piloto de la iniciativa. Se quiere obtener primeras experiencias reales sobre estas centrales de acumulación con agua del mar. Con el fin de obtener datos de centrales en tamaños reales, pero también minimizar y optimizar los costos de inversión se propone una potencia eléctrica nominal de la central que varía entre:

$$P_{el.,nom.} = 10 - 30 \text{ MW}$$

En las reuniones y conversaciones con proveedores y fabricantes, [8], [9] se pudo obtener más datos e informaciones sobre turbinas hidroeléctricas aptas para agua del mar en el rango de 20 MW, por lo tanto, se diseña el proyecto piloto con una turbina hidroeléctrica con esta potencia, es decir, la potencia eléctrica nominal de la turbina es:

$$P_{el.,nom.,diseño} = 20 \text{ MW}$$

Configuración

Como se mencionó en el capítulo anterior existen tres alternativas de configuración para las centrales de acumulación por bombeo. Debido a la altura y ubicación del estanque a una altura de aprox. 900 m.s.n.m. se puede elegir solamente turbinas tipo Pelton; en consecuencia, no se puede considerar un sistema binario dado que estos sistemas reversibles operan solamente con turbinas tipo Francis, ver capítulo No. 4. Además, esta configuración de un sistema reversible implicaría una construcción subterránea bajo el nivel de agua del mar en la costa con costos elevados en las obras civiles. La configuración de la planta con un sistema ternario sería posible, pero implicaría la instalación de la central con la turbina y la unidad de bombeo en la costa, a la orilla del mar. Considerando eventuales terremotos y tsunamis, la construcción de la

central con un sistema ternario, sala de control, subestación, etc. en la orilla de mar significaría costos adicionales para medidas constructivas de protección. En el caso de un sistema separado, ver Figura 5-5, se instala solamente la estación de bombeo en la orilla del mar.

Finalmente, se eligió para este proyecto piloto la configuración de la central con la unidad de turbina y bomba en forma separada, según tipo No. 1, ver capítulo No. 4.1, destacando las siguientes ventajas:

- Se instala solamente la estación de bombeo con la captación de agua en la orilla del mar.
- La central hidroeléctrica se instala a una distancia de algunos 10 - 100m hacia la cordillera con más altura.
- El diseño de los componentes de turbina y motobomba es sencillo. Como muestra la Tabla 5-1, los valores de caudales en operación bombeo y turbina son diferentes, en consecuencia, un sistema separado entrega más flexibilidad en el diseño comparado con el diseño de un sistema ternario y binario.
- Existen experiencias en el país con sistemas de bombeo con agua del mar.
- El mercado internacional ofrece turbinas hidroeléctricas tipo Pelton de este tamaño (solamente es necesario la adaptación a las condiciones con agua del mar).

La generación y el bombeo se realizan en forma alternada, lo que permite utilizar la misma tubería hacia el estanque de acumulación. La energía eléctrica necesaria para operar el sistema de bombeo proviene de una propia planta solar fotovoltaica que se puede instalar en la zona desértica aprovechando el alto potencial de radiación solar en esta zona y evitando la presencia de neblinas costeras. En la siguiente Figura 5-4 se presenta la configuración general de la central.

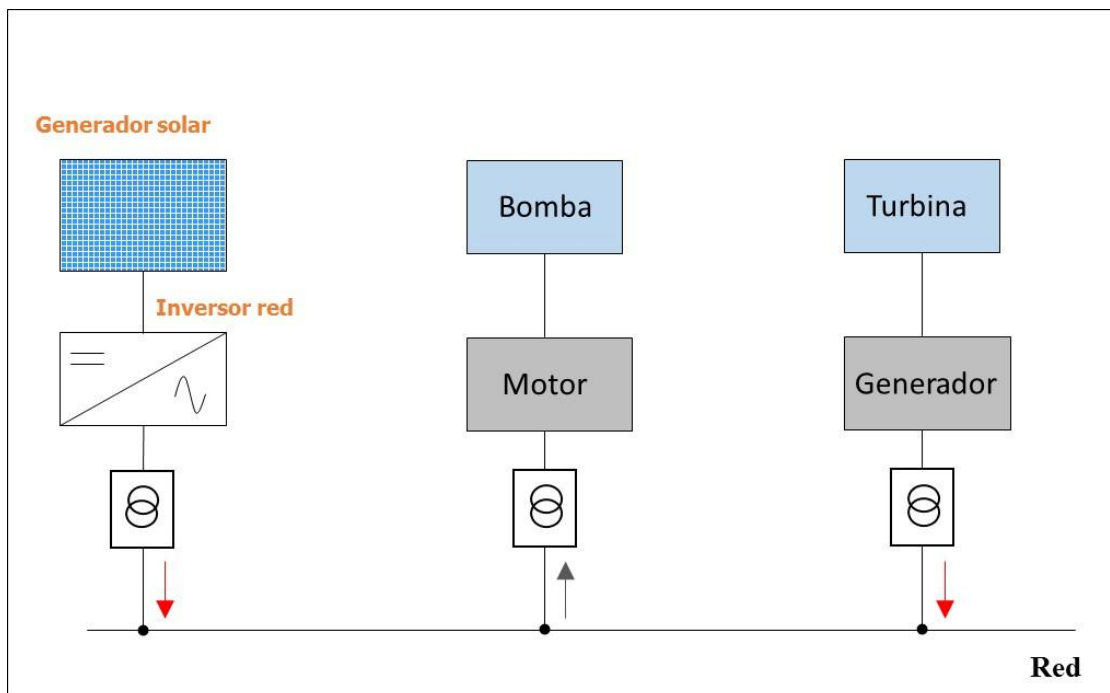


Figura 5-4: Esquema y configuración principal

Turbina/Generador y Motobomba

La central se instala en el borde costero la cual está compuesta por una turbina tipo Pelton con generador acoplado, ver un ejemplo en la Figura 5-6 y una unidad de motobomba en forma separada.

El caudal nominal de la turbina es de $Q_{\text{nom,turb}} = 2,7 \text{ m}^3/\text{s}$ con una caída neta de $H_{\text{turb}} = 850 \text{ m}$. El sistema de bombeo opera a una altura total de bombeo de $H_{\text{total,bomb}} = 950 \text{ m}$ con un caudal nominal de $Q_{\text{nom,bomb}} = 2,41 \text{ m}^3/\text{s}$. La potencia eléctrica nominal del sistema de bombeo es de $P_{\text{el,bomb}} = 27,5 \text{ MW}$, ver detalles en Tabla 5-1.

La unidad de bombeo se instala directamente al lado de la captación del agua en la orilla del mar y la central hidroeléctrica con turbina/generador se ubica a una distancia de aprox. 10 – 50 metros a un nivel de altura un poco más elevado, según la siguiente Figura 5-5.

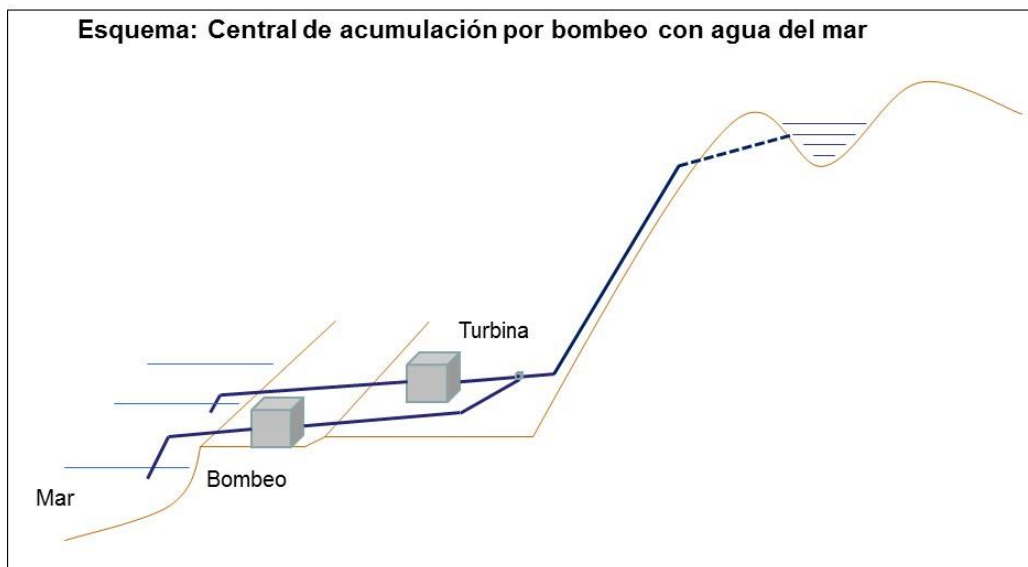


Figura 5-5: Central hidroeléctrica y estación de bombeo



Figura 5-6: Ejemplo Turbina Pelton, Central hidroeléctrica Abanico, Ecuador [8]

Estanque de acumulación

Se propone implementar un estanque de acumulación de agua de mar a una altura de aprox. 900 metros sobre el nivel de mar. Con el fin de minimizar las obras civiles para la implementación del estanque se puede aprovechar pendientes, quebradas o pozas naturales en la cordillera de la costa. En el sector minero ya existe mucha experiencia en la implementación de estanques de agua en grandes volúmenes utilizando geo membranas lo que presenta una solución relativamente económica para la acumulación del agua.

Según los datos de caudales y horas de operación de la central, se recomienda un tamaño del estanque de acumulación equivalente a un volumen de agua bombeada de 2 días, en este caso el tamaño del estanque de acumulación es de $V_{\text{estanque}} = 156.000 \text{ m}^3$. Considerando una profundidad del estanque con un valor promedio de $H_{\text{est}} = 4 \text{ m}$, se requiere una superficie total en terreno de $A_{\text{estanque}} \approx 4 \text{ ha}$, ver también Tabla 5-1.

Las pérdidas de agua por evaporación se pueden estimar con datos disponibles de la evaporación de bandeja. La evaporación de bandeja en la zona desértica del norte de Chile en verano es de $E_{\text{pan,max}} \approx 12 \text{ mm/día}$, equivalente a una pérdida de evaporación de agua en una superficie de 1 ha de $V_{\text{perd.}} = 120 \text{ m}^3/\text{día}$.

Para asegurar la mantención de estos estanques de acumulación de agua del mar se debería considerar la posibilidad de vaciar el estanque. Para facilitar estos trabajos de mantención se puede por ejemplo implementar dos estanques o, en el caso de usar un solo estanque, implementar separaciones dentro del estanque que permiten vaciar el estanque en forma parcial, ver la siguiente Figura 5-7.

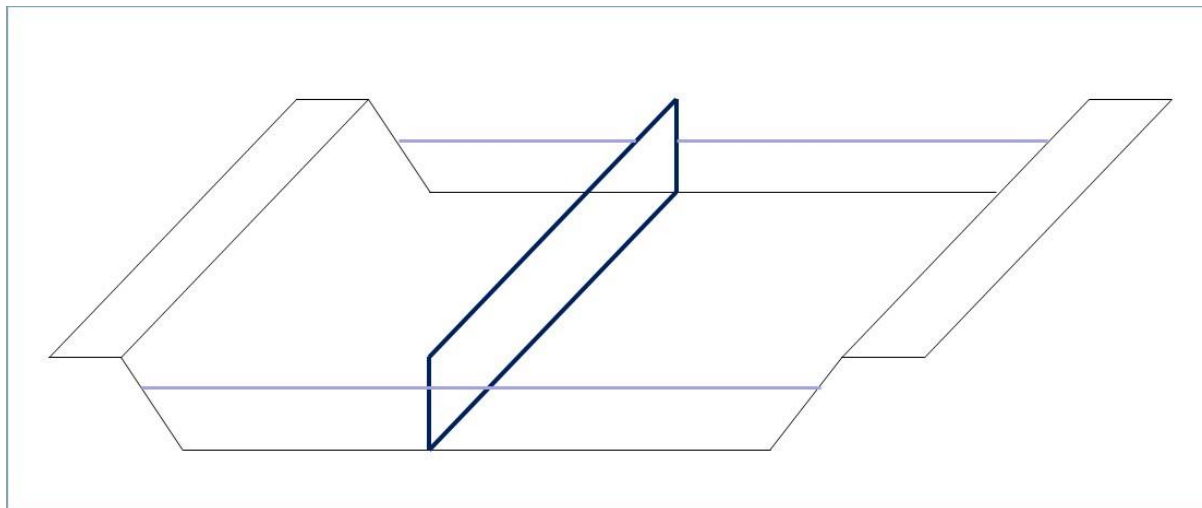


Figura 5-7: Esquema estanque de geo membrana con separación

Escenario de operación:

El sistema de bombeo de agua opera durante 9 horas, diariamente, ver la siguiente Figura 5-8. La energía necesaria para operar el sistema de bombeo suministra una planta solar fotovoltaica o se compra de la red eléctrica; en consecuencia, las horas de operación de bombeo deberían adaptarse a las horas en las cuales el costo de energía eléctrica es mínimo. La turbina genera electricidad con un promedio de operación de 8 horas diarias.

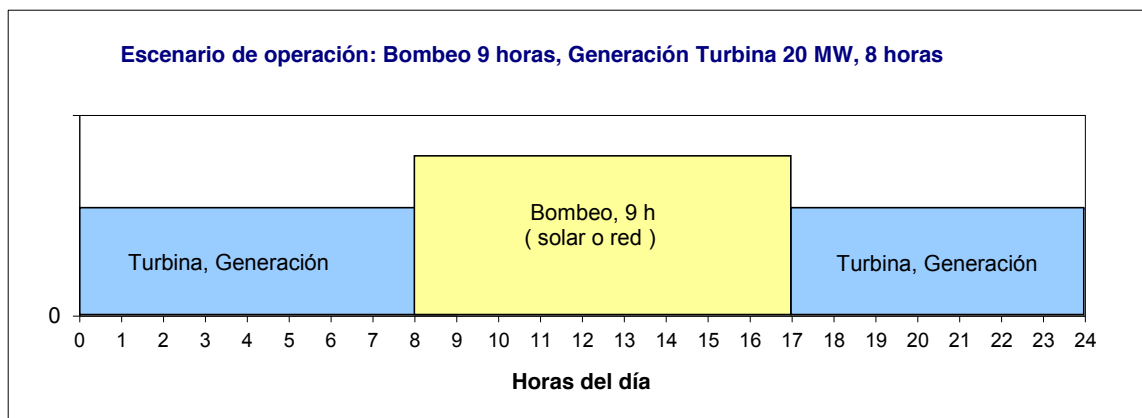


Figura 5-8: Escenario de operación

La siguiente Tabla 5-1 muestra los datos principales del diseño básico propuesto.

Tabla 5-1: Datos del diseño básico

	Parámetro	Diseño
Turbina:	Potencia eléctrica nominal, Turbina, P_{el}	20,2 MW
	Altura bruta	aprox. 900 m
	Caída neta, H_{net}	850 m
	Tipo turbina	Pelton
	Horas operación turbina, promedio	8 h día, 353 días año
	Generación eléctrica	161,6 MWh/día
	Caudal turbina nominal, Q_{nom}	2,70 m ³ /s
	Eficiencia nominal turbina y generador	Turb.: 90%, Gen.: 98%
	Volumen de agua diaria	77.800 m ³
	Diámetro tubo, espesor	1 m, 12 mm
Bomba:	Potencia eléctrica nominal, Bomba, P_{el}	27,5 MW
	Altura total de bombeo	950 m
	Horas operación bomba	9 h día, 353 días año
	Demanda energía eléctrica	247,5 MWh/día
	Caudal bomba nominal, Q_{nom}	2,41 m ³ /s
	Eficiencia nominal bomba	Bomba.: 85%, Mot.:98%
	Volumen de agua diaria	78.000 m ³
Estanque:	Capacidad de acumulación (2 días)	156.000 m ³
	Superficie estanque (profundidad de 4 m)	4 ha
	Material	Geo textil, 1,5 mm
	Pérdidas por evaporación, máx.	480 m ³ /día

5.2.3 Corrosión y medidas de protección

Corrosión en agua marina

En términos generales, la corrosión es el deterioro de un material a consecuencia de un ataque químico en su entorno.

La corrosión del agua de mar es una reacción química que tiene lugar entre un metal y los materiales compuestos de agua de mar, que son principalmente el oxígeno y cloruro de sodio (sal). Dentro de diferentes tipos de corrosión se debería mencionar los siguientes:

Corrosión uniforme

El ataque de corrosión se extiende casi por toda la superficie metálica de carácter superficial

Corrosión galvánica

Este tipo de corrosión se ocurre cuando se unen dos metales o aleaciones diversas.

Corrosión localizada, picaduras

Este tipo de corrosión consiste en un ataque muy localizado y profundo, por ejemplo, en pequeñas grietas y superficies irregulares del metal; esto puede ser identificado por cambios de color por oxidación o de degradación de la superficie del metal.

Corrosión de agrietamiento por tensión

La corrosión de agrietamiento por tensión se lleva a cabo en áreas específicas de los materiales en el agua de mar. La corrosión selecciona superficies que están bajo más presión que otras. El hidrógeno, cloruro o sulfuros en el agua de mar junto con el estrés que las experiencias de metal causan pequeñas grietas en la superficie del material.

Corrosión por organismos microbiológicos marinos (fouling)

Esta corrosión se puede observar en puntos donde la velocidad del agua es menor a 5 m/s. Lo organismos secretan una sustancia viscosa que les permite adherirse a la superficie metálica.

Medidas preventivas de protección

Cabe destacar nuevamente que las centrales hidroeléctricas por bombeo con agua del mar presentan una aplicación completamente nueva a nivel mundial; como se mencionó anteriormente, existe actualmente una sola planta de esta característica en operación (Okinawa, Japón).

Se realizaron una serie de conversaciones y reuniones con fabricantes y proveedores de turbinas que confirmaron la factibilidad técnica y económica de fabricación de turbinas aptas para uso en agua marina.

Con el fin de evitar o reducir problemas de corrosión, existen varias medidas de protección dentro de las cuales destacan las siguientes:

- Recubrimiento de superficies metálicas con pintura (éster vinílico) en partes de la turbina con menos problemas de corrosión
- Uso de acero inoxidable en las partes principales de la turbina (acero inoxidable austenítico con bajo contenido de carbono)
- Protección catódica en las partes principales de la turbina
- Uso de cerámica para elementos de sellado (eje de transmisión y empaques)
- Diseño de la turbina que permite un fácil desmontaje y armado rápido para los trabajos de mantención

Ejemplo: Planta hidroeléctrica Okinawa, Japón

En el caso de la planta hidroeléctrica en Okinawa se aplicaron una serie de múltiples medidas preventivas de protección:

- Uso de acero al carbono templado recubierto con pintura solamente en partes con baja velocidad del fluido
- Uso de acero inoxidable austenítico (acero inoxidable 316) con bajo contenido de carbono en las partes de alta velocidad de agua: rotor, eje principal, alabes, tubo de aspiración, cubiertas y anillos de descarga
- Preparación de superficies metálicas a alta temperatura en atmósfera de nitrógeno
- Protección catódica adicional en las partes con alta velocidad del agua
- Uso de revestimientos cerámicos para elementos de sellado
- Uso de pinturas anti fouling que repelen el agua para evitar la adherencia de organismos marinos

5.3 Suministro eléctrico del sistema de bombeo con planta fotovoltaica

Para suministrar energía eléctrica al sistema de bombeo existen principalmente dos alternativas: comprar energía eléctrica del SING/SIC en horas con costos marginales bajos o suministrar la energía eléctrica necesaria a través de una planta solar fotovoltaica conectada a la red, ver Figura 5-9.

Se contempla una planta fotovoltaica en la zona desértica del Norte Grande, típicamente a una altura de 1000 m.s.n.m. y a una distancia de aproximadamente 50 – 100 km de la central en la zona costera. La poca distancia entre la planta solar y la central hidroeléctrica permite calcular con los mismos costos/precios de energía en estos dos diferentes puntos de inyección a la red. El generador solar debería tener un seguimiento lo que permite operar durante las horas del día con un valor promedio entre invierno y verano de 9 horas/día. Debido al seguimiento, la irradiancia es casi constante durante estas 9 horas y varía entre:

$$S_{\text{track, invierno}} = 800 \text{ W/m}^2$$

$$S_{\text{track, verano}} = 1200 \text{ W/m}^2$$

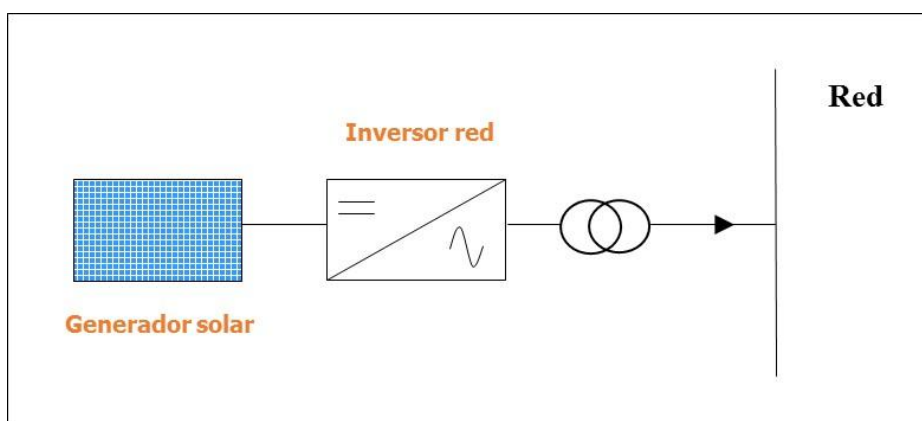


Figura 5-9: Esquema general de la planta fotovoltaica

Debido a la relativamente baja radiación solar en zona costera (neblina costera o camanchaca), se propone instalar la planta fotovoltaica en la zona desértica. Para el diseño de la planta fotovoltaica se utilizó los datos de radiación solar medidos en la estación de monitoreo en Cruceros. Con la demanda de energía eléctrica del sistema de bombeo de $E_{\text{demanda}} = 247,5$ MWh/día, se calcula un tamaño de la planta solar de $P_{\text{peak}} = 32 \text{ MW}_p$.

En la siguiente Tabla 5-2 y en las Figura 5-10,11 se muestran los datos de la radiación global diaria, en superficie horizontal y en seguimiento de 1 eje y el resultado de cálculo de generación eléctrica de la planta fotovoltaica.

Tabla 5-2: Datos de radiación solar y cálculo de generación eléctrica

Planta fotovoltaica, 32 MWp			
Mes	G_d track	G_d horiz.	E_{el} , día
	(para diseño)	(referencial)	
	kWh/m ² día	kWh/m ² día	MWh/día
ene	11,97	8,91	299,7
feb	10,06	7,73	253,0
mar	11,03	7,73	276,3
abr	9,36	6,42	236,2
may	7,72	5,28	194,4
jun	6,59	4,60	165,7
jul	6,98	4,92	176,3
ago	8,99	6,12	226,4
sep	10,75	7,40	269,6
oct	11,81	8,36	296,4
nov	12,62	9,06	316,5
dic	11,79	8,81	296,1
Promedio	9,97	7,11	250,6

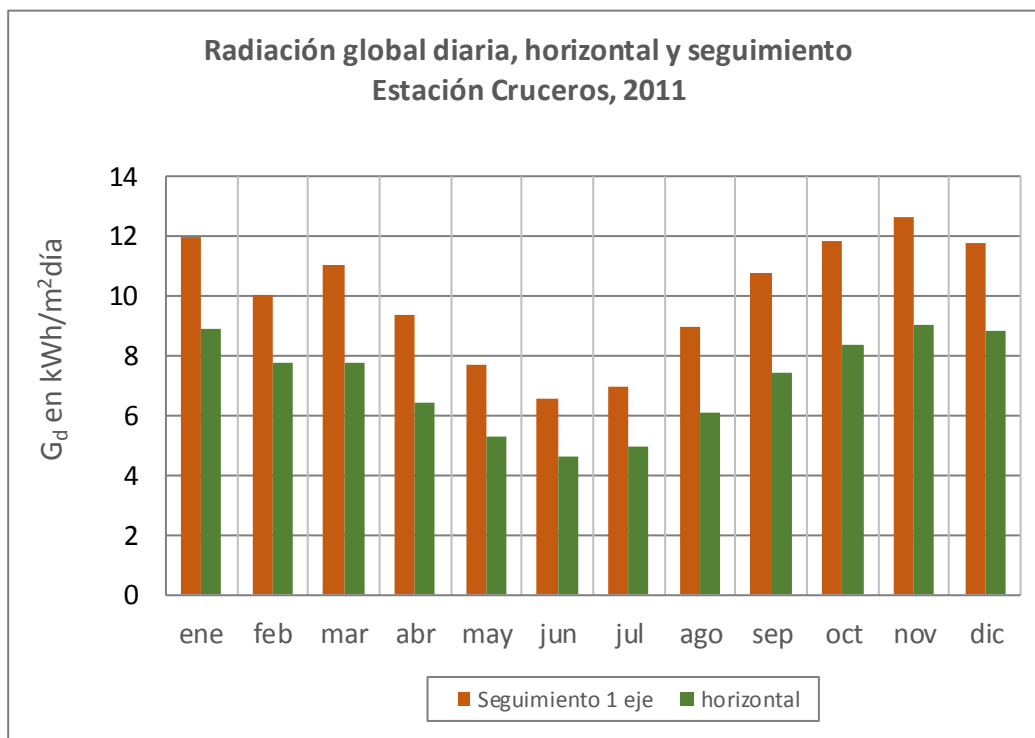


Figura 5-10: Radiación global diaria, estación Cruceros, 2011

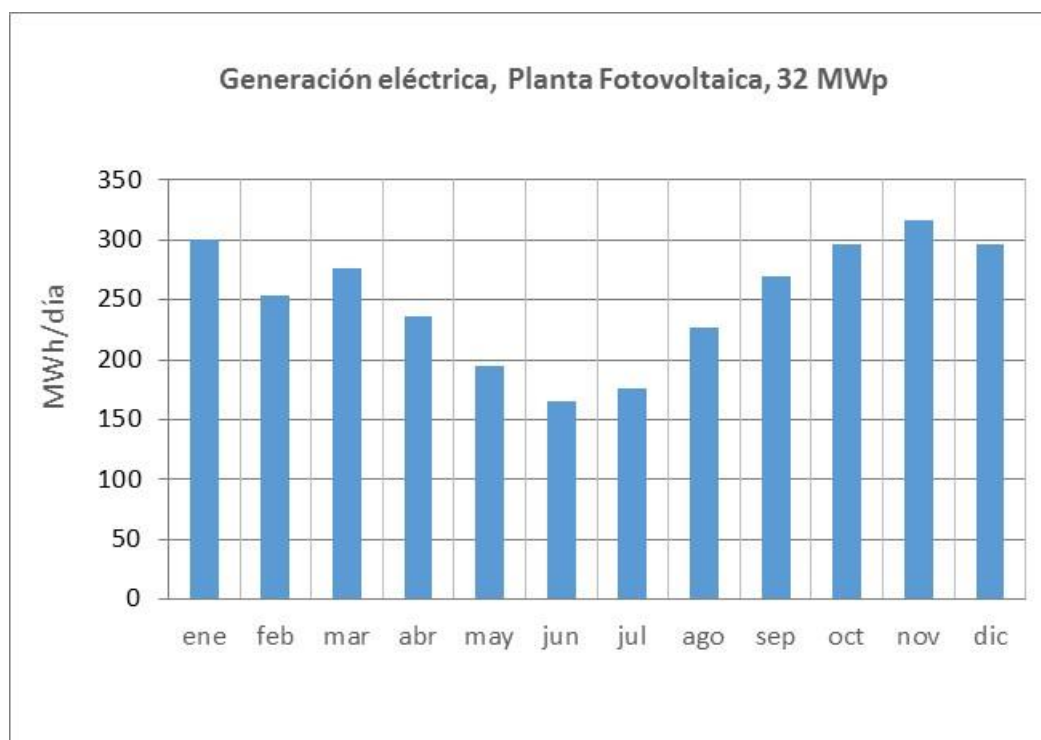


Figura 5-11: Generación eléctrica

5.4 Concesión marítima

Dado que la central de acumulación por bombeo utiliza agua del mar se necesita una concesión marítima. Según aplicación, tipo de proyecto y su duración existen varios tipos de concesiones marítimas, en este caso de una central con una vida útil de > 10 años, se debería solicitar una "concesión marítima mayor"; **sin** mayores observaciones, los trámites requieren un tiempo de aproximadamente 2 años; una vez entregada la solicitud principal el Capitán del Puerto puede emitir un "permiso de escasa importancia" lo que permitiría continuar con la etapa de planificación del proyecto.

Dado que el proyecto debería realizar un **estudio del impacto ambiental**, se recomienda trabajar en forma paralela en la solicitud de concesión marítima y en el estudio del impacto ambiental. Ambos requieren informaciones parecidas, por ejemplo, sobre la captación del agua, el emisario, etc.

Actualmente, existen en varios lugares en la zona costera estaciones de bombeo con captación del agua del mar para el sector minero. Los caudales de agua de estas instalaciones de bombeo son inferiores comparados con los caudales de la central hidroeléctrica, ver Tabla 5-1. En consecuencia, las estaciones de bombeo y las tuberías existentes en varios lugares no son aptos para el proyecto piloto de la central hidroeléctrica de acumulación por bombeo.

Más informaciones, reglamento y formatos de solicitudes se encuentran en:

www.concesionesmaritimas.cl

6. Estimación de costos de inversión, operación y mantención

A continuación, se presenta la estimación de costos de inversión, operación y mantención del caso ejemplo.

6.1 Referencia de costos de inversión, centrales hidroeléctricas

En términos generales, la implementación de una central hidroeléctrica requiere costos de inversión relativamente altos los cuales se puede agrupar en los siguientes ítems, [6], [15], [16]:

a) Planificación del proyecto

- Estudios de factibilidad
- Ingeniería de detalle
- Impacto ambiental
- Permisos y aspectos legales

b) Obras civiles

- Estanques de acumulación y captación de agua
- Tuberías
- Casa de máquinas

c) Equipos eléctricos y electro-mecánicos

- Turbina y generador, motobomba
- Equipos de control
- Cableado
- Transformadores

d) Infraestructura acceso

- Acceso y caminos
- Conexión a la red eléctrica

Comparando diferentes proyectos hidroeléctricos instalados, se puede observar bastante variación en los costos de inversión dado que los costos de obras civiles pueden variar

significativamente dependiendo de las condiciones específicas en cada lugar. Los costos de inversión para los equipos electro-mecánicos y control son relativamente constantes y dependen, en primer lugar, del tamaño de la planta [16]. La tecnología de centrales hidroeléctricas (con agua dulce) presentan un mercado bien desarrollado, en consecuencia, existen bastante proyectos y datos de referencia.

Al contrario, en el caso de **centrales hidroeléctricas con agua del mar se enfrenta una situación completamente nueva** y distinta. En relación a los equipos de turbinas y bombas y, sobre todo en relación a los costos de operación y mantención, se puede hacer actualmente **sólo estimaciones de costos**.

Los costos referenciales de inversión de una central hidroeléctrica convencional **a nivel mundial** varían significativamente según lugar; para plantas hidroeléctricas con una potencia eléctrica en el rango entre 20 – 25 MW los costos de inversión tienen un valor de aproximadamente [15]:

$$C_{\text{inv. espec.}} \approx 1.750 \text{ US\$ / kW}$$

Es un valor promedio que puede variar drásticamente según las condiciones de cada lugar, especialmente por variaciones en los costos de obras civiles y construcción de embalses. Los costos referenciales para centrales hidroeléctricas en Chile presentan costos de inversión más elevados debido principalmente a los costos en obras civiles y embalses.

Considerando el tamaño de la central una potencia eléctrica nominal de 20 MW, el costo de inversión es:

$$C_{\text{inv, 20 MW}} \approx 35 \text{ MM US\$}$$

En la Figura 6-4 se presenta la distribución de costos de inversión según los principales tipos de costo [15]. Las **obras civiles representan, con un 60%**, la mayor parte de costos de inversión y pueden, como se mencionó anteriormente, variar drásticamente según lugar. Todos los costos de equipos eléctricos y electro-mecánicos están aproximadamente en un 30%, la infraestructura y acceso requiere un 6% y los costos de planificación representan un 4%.

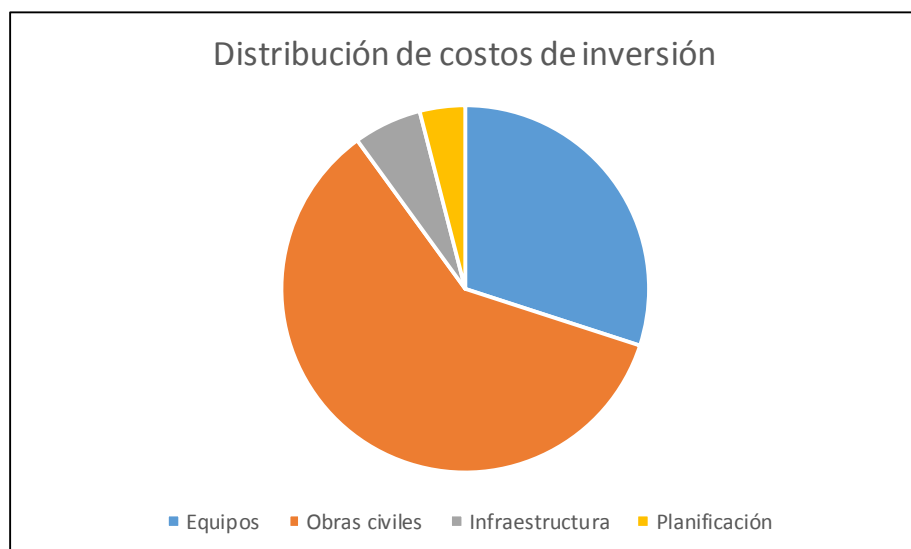


Figura 6-4: Distribución de costos de inversión, centrales hidroeléctricas convencionales, [15]

6.2 Estimación de costos de inversión, operación y mantención, caso ejemplo

Según los datos del diseño de la central, presentado en el capítulo No. 5, se detallan en la siguiente Tabla 6-1 los costos de inversión, operación y mantención.

El costo total de inversión de la central de acumulación por bombeo con una potencia nominal de 20 MW es de:

$$C_{\text{inv,central}} = 29,87 \text{ MM US\$}$$

Comparando este valor con datos referenciales de centrales hidráulicas destaca el relativamente bajo costo del estanque de acumulación debido al uso de reservorios naturales en la cordillera de la costa, **uso de geo membranas** para la acumulación de agua (aplicación conocida en el sector minero en Chile) y, en consecuencia, ausencia de obras civiles para la represa.

El diseño contempla una configuración de la central con las unidades de turbina y bombeo en forma separada, también en dos casas de máquinas separadas. Esto aumenta el costo de inversión de los equipos y las obras civiles, pero no afecta en forma significativa el costo total del proyecto. Esta configuración presenta la principal ventaja de un diseño y construcción sencilla, es decir la estación de bombeo se instala en la orilla del mar, la central con turbina se instala en un lugar protegido con mayor altura en relación al nivel de agua del mar.

En relación a la infraestructura en el lugar se asume la disponibilidad de una línea eléctrica de transmisión en media tensión (existente en muchos lugares, ver Capítulo No. 2) y caminos de acceso existentes. La línea de transmisión con sus características eléctricas y térmicas debe tener la capacidad adecuada de transmisión.

En relación a los costos de operación y mantención de la central no existen datos de experiencia siendo una central que usa agua del mar. Datos de referencia sobre costos de operación y mantención de centrales hidroeléctricas de potencias eléctricas similares varían típicamente entre 2 – 3 % del costo total de inversión [18]. Para este caso se estima un costo anual de operación y mantención de un 3 % del costo total de inversión.

El diseño contempla también la implementación de una planta fotovoltaica, ver Capítulo 5.3 con una potencia peak de 32 MW_p. El promedio anual de generación eléctrica de esta planta cubre la demanda eléctrica del sistema de bombeo. La planta fotovoltaica no se instala en el lugar de la central, se instala la planta solar en la zona desértica, pero relativamente cerca lo que permite asumir que no hay diferencia entre el costo marginal de retiro y el costo marginal de inyección a la red.

El costo total de inversión de la planta fotovoltaica con una potencia peak de 32 MW_p es de [17]:

$$C_{\text{inv,planta solar}} = 45,8 \text{ MM US\$}$$

Tabla 6-1: Costos de inversión, operación y mantención, caso ejemplo

Costos de inversión, operación y mantención			
	Item	Detalle	Costo MM US\$
1.	Planificación del proyecto		
	Estudios, ingeniería, impacto ambiental, permisos, concesión marítima, otros	20% E&M	2,46
	Subtotal:		2,46
2.	Obras civiles		
	Estanque de acumulación	Geotextil, 11 US\$/m ²	1,72
	Obras civiles estanque, cierre perimetral		2,00
	Captación de agua del mar, emisario	10% E&M	1,23
	Tuberías y soportes, anclaje	aprox. 3.000 m	4,20
	Casa de maquinas	20% E&M	2,46
	Subtotal:		11,61
3.	Equipos eléctricos y electro-mecánicos, E&M		
	Turbina con generador	20,2 MW	4,10
	Sistema de bombeo	27,5 MW	5,20
	Equipos de control, cableado, transformadores		3,00
	Subtotal:		12,30
4.	Infraestructura acceso		
	Acceso y caminos	mejoramiento	2,50
	Conexión a la red		1,00
	Subtotal:		3,50
	Total Inversión inicial, 1+4:		29,87
5.	Planta fotovoltaica		
	Implementación, equipos, costo total, 32 MWp	1,4 MM US\$ / MWp	44,80
	Conexión a la red		1,00
	Subtotal:		45,80
6.	Operación y mantención		
	Operación del sistema, mantención técnica, Central	3 %	0,90
	Operación del sistema, mantención técnica, Planta FV		0,10
	Total operación y mantención, costo anual:		1,00

7. Conclusiones y recomendaciones

Los principales **resultados** de este estudio conceptual se pueden resumir en los siguientes puntos:

Resultados

- Se conoce las principales tecnologías y configuraciones de centrales de acumulación por bombeo que son aptas para aplicaciones en el norte de Chile.
- Se elaboró un listado de criterios para lugares aptos y se identificó algunas zonas atractivas para este tipo de plantas en el norte de Chile.
- Se efectuó un diseño básico de un caso ejemplo de un proyecto piloto con una potencia eléctrica nominal de la turbina de 20 MW, una estación de bombeo de agua del mar con una potencia eléctrica de 27,5 MW, un estanque de acumulación a una altura de 900 metros sobre el nivel del agua de mar.
- Para suministrar la energía eléctrica necesaria para la estación de bombeo se diseñó una propia planta fotovoltaica con una potencia peak de 32 MW_p.
- Se estimó los costos de inversión: la central con turbina y estación de bombeo presenta una inversión inicial total de aprox. 30 MMUS\$, el costo de inversión inicial de la planta solar es de 45,8 MMUS\$.
- En términos generales, centrales de acumulación por bombeo con agua del mar presentan una alternativa atractiva de acumular energía.

Recomendaciones

Se recomienda en una próxima etapa enfocar con más detalle los siguientes aspectos y desarrollar las siguientes actividades:

- Identificar por lo menos un posible sitio
- Conocer en Okinawa, Japón la experiencia de la central de acumulación por bombeo con agua del mar
- Efectuar en conjunto con proveedores de turbinas/bombas un estudio de ingeniería
- Realizar un estudio económico más detallado
- Analizar en detalle los posibles problemas derivados del uso de agua del mar, por ejemplo, la corrosión, bio fouling, incrustaciones en equipos y tuberías, el comportamiento de acumulación de agua de mar en estanque, etc. (por ejemplo, en conjunto con el Centro MERIC y otros)
- Difundir los resultados y experiencias ganadas y buscar contrapartes para un posible proyecto piloto

Anexos

A1) Bibliografía

La bibliografía utilizada y mencionada en este documento se refiere a publicaciones en revistas, tesis publicados, folletos de información de proveedores, publicaciones de instituciones públicas e informaciones de páginas web de diferentes empresas.

Anexo 1: Bibliografía

- [1] Estudio de los factores técnicos y económicos que condicionan la instalación de centrales hidroeléctricas de acumulación por bombeo
Rodrigo Jiménez Pérez
Memoria de Ingeniero Civil FCFM U. de Chile, Julio 2012.
- [2] El Hierro, Grosses ökologisches Vorbild
Esther Weinz,
Edición Revista Sonnenenergie, 3/2014, Alemania
- [3] Presentación: Inauguración Central Hidroeléctrica El Hierro
Junio 2014, ENDESA
- [4] Development of pump turbine for seawater pumped-storage power plant
Tetsuo Fujihara et al., Hitachi Review, Vol.47 N°5, 1998
- [5] Hydropower Engineering
Warnick, C.C.
Editorial Prentice Hall, 1984
- [6] Hydropower, IEA-ETSAP
Technology Brief E12, May 2010
www.ETSAP.org
- [7] Informationsplattform Energie
CH – 7434 Sufers, www.energie.ch
- [8] Product Brochure and Catalog, Wasserkraft Volk AG
Gutach im Breisgau, Alemania
www.wkv-ag.com
- [9] Pumped Storage Machines, Voith
Catálogo de características de turbomaquinaria
www.voith.com, Heidenheim Germany
- [10] Pumps, tailormade solutions for water applications, Voith
Product Brochure
www.voith.com, Heidenheim Germany
- [11] Overview on Pump Turbine Technology
Andritz Hydro GmbH
www.andritz.com

- [12] Pumped Hydro Storage Power
Sulzer GmbH, Suiza
www.sulzer.com.
- [13] Product Catalog
Neptuno Pumps
www.neptunopumps.com, Iquique, Chile
- [14] Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno
CNE/GIZ, 2009
Santiago, Chile
- [15] Hydropower, Cost analysis series, Issue 3/5
June 2012, IRENA
www.irena.org
- [16] Estimating E&M powerhouse costs
Cesar Alvarado Ancieta, February 2009
www.waterpowermagazine.com
- [17] Renewable power generation costs in 2014
January 2015, IRENA
www.irena.org
- [18] Evaluación de costos ERNC
Mercado Eléctrico IEE 3372, Junio 2012
Pontifica Universidad Católica de Chile