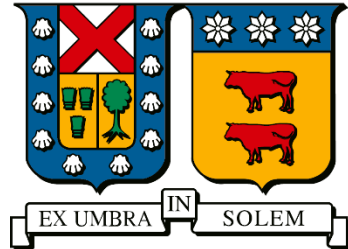


**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA
MARÍA**

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO – CHILE



**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE UN
SISTEMA INTEGRADO DE
DESALINIZACIÓN DE AGUA DE MAR Y
UNA CENTRAL DE ALMACENAMIENTO
POR BOMBEO EN EL BORDE COSTERO
CHILENO”**

JORGE GUSTAVO SEBASTIÁN SALDÍA GUTIÉRREZ

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL MECÁNICO MENCIÓN ENERGÍA**

PROFESORA GUÍA: DR.-ING. MIRIAM ROTH

PROFESOR CORREFERENTE: DIPL.ING. UDO RHEINSCHMIDT

AGOSTO – 2022

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi profesora guía Miriam Roth por su dedicación, constancia, buenas orientaciones, excelente disposición y acompañamiento durante este largo proceso.

Mi gratitud al equipo de Oceanus Energía y Agua de Sudamérica, por permitirme realizar la práctica profesional junto a ustedes. Gracias por siempre estar abiertos a responder mis consultas. Durante ese período me empapé de su experiencia y pude perfeccionar este trabajo.

Agradezco a Valentina, por ser un pilar fundamental en esta etapa de mi vida. Muchas gracias por entregarme tu amor incondicional, consejos, enseñanzas, ayuda, apoyo y por querer recorrer este camino junto a mí. ¡Te amo inmensamente!

Quisiera agradecer también a mi madre Paola y a mi padre Jorge, por todo su amor, esfuerzo y apoyo. Por creer incansablemente en mí y en mis sueños, siempre con una sonrisa por delante. Los amo mucho. Además, me gustaría agradecer a mi suegra Teodolinda, por acompañarnos, entendernos y apoyarnos durante esta importante etapa. La quiero mucho.

Agradezco a mis abuelas Domitila y Sabina, y a mi abuelo Palermo, por todo su amor, buena energía y constante apoyo para ayudarme a conseguir mis metas. También quiero agradecer a mi abuelo Jorge, aunque no estés presente físicamente, te llevo siempre en mi corazón y sé que estás orgulloso. Los amo mucho.

Quisiera agradecer a mis hermanas Amalia, Gabriela, Francisca y Fernanda, y a mis hermanos Antonio y Benjamín, por entregarme su amor, siempre creer en mí, ofrecerme una sonrisa y palabras de apoyo y motivación. Los amo mucho.

Resumen

En este trabajo se realiza un estudio de factibilidad técnico-económica de un sistema integrado de desalinización de agua de mar por osmosis inversa, una central de almacenamiento por bombeo y una planta fotovoltaica, ubicado al sur de la ciudad de Iquique, con el cual es posible abastecer de agua potable a 300.000 personas, además de inyectar energía eléctrica renovable y ofrecer un respaldo a la red eléctrica gracias al almacenamiento energético. La central PSH tiene una capacidad de almacenamiento diario de 473 [MWh], con 16 horas diarias de operación durante el modo de bombeo y una potencia de 54 [MW] en las bombas. Por otro lado, la planta RO puede producir 500 [L/s] de agua potable y la PFV tiene una capacidad instalada de 193 [MW].

La integración de las tres tecnologías de este proyecto (RO, PSH y PV) genera una reducción en los OPEX, ya que, mediante la planta solar fotovoltaica, se suple la energía necesaria para el bombeo de la PSH y para la desalación. Además, debido a la ubicación del reservorio a 1.070 [msnm], se puede desalinizar gracias a la presión hidrostática del agua, por lo que se prescinde de bombas de alta presión en la planta RO.

Por otro lado, durante los modos de bombeo y generación de la PSH, la salmuera se mezcla con el flujo bombeado y turbinado. De este modo, se logra reducir su salinidad en aproximadamente un 30%, lo que favorece su dilución en el vertimiento de esta al océano.

Con un costo de inversión de 378 [MMUSD], una tasa de descuento del 4% y un horizonte de evaluación de 30 años, se obtiene un VAN de 62,5 [MMUSD], una TIR de 5%, un ROI de 16,5% y un Payback descontado de 26 años, con lo cual se determina que el proyecto es rentable.

Abstract

In this work, a technical-economic feasibility study is carried out for an integrated seawater desalination system based on reverse osmosis, a pumped-storage plant and a photovoltaic power station, located in the south of the city of Iquique, from which it is possible to supply drinking water to 300.000 people, in addition to generating renewable electricity and offering backup to the electricity grid from energy storage. The PSH plant has a daily storage capacity of 473 [MWh], with 16 daily operation hours during the pumping mode and a power of 54 [MW] in the pumps. In addition, the RO plant can produce 500 [L/s] of drinking water and the PV system has a 193 [MW] installed capacity.

The integration of the three technologies of this project (RO, PSH and PV) generates an OPEX reduction, since, with the solar plant, the energy necessary for the PSH pumping and desalination is supplied. In addition, due to the reservoir location at 1.070 [masl], the seawater is desalinated thanks to its hydrostatic pressure, therefore, no high-pressure pumps are needed in the desalination plant.

On the other hand, during the PSH pumping and generation modes, the brine is mixed with the pumped and turbined flow. In this way, its salinity is reduced by approximately 30%, which favors its dilution when it is discharged into the ocean.

With a 378 [MMUSD] investment cost, a 4% discount rate and a 30-year evaluation horizon, a 62,5 [MMUSD] NPV, a 5% IRR, a 16,5% ROI and a 26-year discounted Payback are obtained. Thus, it is determined that the project is profitable.

Glosario

IPHRO: Bombeo hidráulico y osmosis inversa integrados (Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis).

PV: Fotovoltaico (Photovoltaics).

PFV: Planta Fotovoltaica.

RO: Osmosis inversa (Reverse Osmosis).

PSH: Energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo (Pumped Storage Hydropower).

SWRO: Osmosis inversa de agua de mar (Seawater Reverse Osmosis).

w : Agua (Water).

sw : Agua de mar (Seawater).

hw : Agua hipersalina (Hypersaline Water).

br : Salmuera (Brine).

$\dot{V}$: Caudal.

E : Energía.

ER: Energías Renovables.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

CMg: Costo Marginal.

CAPEX: Gastos de capital (Capital Expenditures).

OPEX: Gastos operacionales (Operational Expenditures).

IC: Costo de inversión (Investment Cost).

VAN: Valor Actual Neto.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

ROI: Retorno sobre la inversión (Return On Investment).

SP: Precio de venta (Selling Price).

T, t : Turbina (Turbine).

P, p : Bomba (Pump).

res: Reservorio (Reservoir).

pt: Pretratamiento (Pretreatment).

pw: Agua bombeada (Pumped Water).

tw: Agua turbinada (Turbined Water).

Iq: Iquique.

USD: Dólar estadounidense (United States Dollar).

Índice

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivos	3
1.1.1. Objetivo general	3
1.1.2. Objetivos específicos	3
2. ESTADO DEL ARTE.....	4
2.1. Sistemas IPHRO.....	4
2.2. Métodos de desalinización	8
2.2.1. Métodos de membrana	11
2.2.1.1. Osmosis inversa (RO).....	11
2.2.1.2. Electrodialisis (ED).....	14
2.2.1.3. Osmosis directa (FO).....	16
2.2.2. Métodos de cambio de fase	17
2.2.2.1. Evaporación relámpago multietapas (MSF)	17
2.2.2.2. Destilación multiefectos (MED).....	18
2.2.2.3. Compresión mecánica de vapor (MVC)	19
2.2.2.4. Humidificación-deshumidificación (HDH)	21
2.2.2.5. Destilación solar (SD).....	22
2.2.2.6. Congelación (FD)	23
2.3. Almacenamiento energético	23
2.3.1. Almacenamiento por bombeo hidráulico (PSH).....	24
2.3.2. Almacenamiento por aire comprimido (CAES).....	26

2.3.3.	Almacenamiento por calor sensible (SHS)	27
2.3.4.	Bancos de baterías (BESS).....	28
2.4.	Energías renovables.....	28
2.4.1.	Solar fotovoltaica	29
2.4.2.	Eólica.....	32
3.	UBICACIÓN DEL PROYECTO IPHRO.....	35
4.	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA	42
4.1.	Factibilidad técnica.....	43
4.1.1.	Planta desalinizadora.....	43
4.1.1.1.	Capacidad de la planta desaladora	43
4.1.1.2.	Alimentación de agua de mar	46
4.1.1.3.	Energía requerida para la desalinización	47
4.1.2.	Central de almacenamiento por bombeo	49
4.1.2.1.	Tiempo de los modos de bombeo y generación.....	50
4.1.2.2.	Salinidad del agua del reservorio y de la salmuera de rechazo	53
4.1.2.3.	Capacidad de la central de almacenamiento por bombeo.....	54
4.1.2.4.	Salinidad de la mezcla vertida al océano	59
4.1.2.5.	Porcentaje de reducción de salinidad de la mezcla vertida.....	59
4.1.3.	Central generadora a partir de energía renovable	60
4.1.3.1.	Selección de tecnología renovable.....	61
4.1.3.2.	Capacidad planta solar fotovoltaica.....	62
4.2.	Factibilidad económica.....	65
4.2.1.	Estimación de CAPEX del proyecto	66
4.2.1.1.	Planta desalinizadora	66

4.2.1.2.	Central de almacenamiento por bombeo	68
4.2.1.3.	Planta fotovoltaica	69
4.2.2.	Estimación de los ingresos del proyecto	70
4.2.2.1.	Venta de agua potable.....	70
4.2.2.2.	Inyección de energía a la red	72
4.2.3.	Indicadores económicos	78
4.2.3.1.	Análisis de sensibilidad	79
5.	CONCLUSIONES	82
5.1.	Recomendaciones	83
	Referencias.....	86
	Anexos	99

Índice de figuras

Figura 2-1. Esquema de un sistema IPHRO. Modificado de [3].	5
Figura 2-2. Esquema de un sistema de desalinización.	8
Figura 2-3. Participación porcentual de tecnologías de desalinización en capacidad instalada al año 2020. Modificado de [8].	9
Figura 2-4. Consumo energético por metro cúbico de agua desalinizada de las principales tecnologías de desalinización. Elaboración propia a partir de [2].	10
Figura 2-5. Esquema del fenómeno de osmosis. Modificado de [10].	11
Figura 2-6. Esquema del proceso de osmosis inversa. Modificado de [10].	12
Figura 2-7. Esquema general de una planta de osmosis inversa de agua de mar (SWRO), con una estimación del consumo energético específico de cada etapa. Extraído de [11].	13
Figura 2-8. Esquema del proceso de electrodiálisis (ED), en el cual se aprecia el movimiento de iones cargados (Na^+ y Cl^-) hacia dos electrodos cargados. Extraído de [13].	15
Figura 2-9. Esquema del proceso de desalinización por osmosis directa (FO). Extraído de [8].	16
Figura 2-10. Principio de operación de un sistema desalinizador relámpago multietapas (MSF). Extraído de [16].	18
Figura 2-11. Esquema de una planta desaladora por destilación multiefectos (MED). Extraído de [18].	19
Figura 2-12. Esquema de una planta desalinizadora por compresión mecánica de vapor (MVC). Extraído de [19].	20
Figura 2-13. Esquema de un sistema de desalinización por humidificación-deshumidificación (HDH). Extraído de [21].	21
Figura 2-14. Esquema de un destilador solar pasivo. Extraído de [22].	22

Figura 2-15. Esquema del proceso de cristalización por congelación. Extraído de [23].	23
Figura 2-16. Niveles de radiación de Chile. Extraído de [36].	31
Figura 2-17. Radiación global horizontal en $[kWh/m^2/d]$ por región. Extraído de [36].	32
Figura 2-18. Velocidad del viento en Chile. Extraído de [37].	33
Figura 2-19. Velocidad del viento en $[m/s]$ por región. Extraído de [37].	34
Figura 3-1. Ubicaciones de la ciudad de Iquique evaluadas mediante el “índice A” (rectángulos blancos). Extraído de [3].	36
Figura 3-2. “Índice A” de distintas localidades en el mundo. Extraído de [3].	38
Figura 3-3. Vista superior de la ubicación seleccionada para el reservorio del proyecto IPHRO en “Iquique D”. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.	40
Figura 3-4. Vista isométrica de la ubicación seleccionada para el proyecto IPHRO en “Iquique D”. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.	41
Figura 4-1. Proyección de la población (círculos) de la región de Tarapacá entre el 2002 y el 2035 según el INE. Línea de tendencia polinómica de grado 2 (curva segmentada) y estimación de la población al año 2052 (cuadrado). Elaboración propia a partir de [43].	44
Figura 4-2. Distribución porcentual de los habitantes de la región de Tarapacá que viven en la comuna de Iquique y en otras comunas según el censo del año 2017. Elaboración propia a partir de [44].	45
Figura 4-3. Modo de bombeo de la central PSH. El agua de mar se mezcla con la salmuera de rechazo de la planta desaladora y se eleva la mezcla (agua salada) al reservorio superior.	49
Figura 4-4. Modo de generación de la central PSH. Una fracción del agua salada del reservorio se turбина y, posteriormente, se mezcla con la salmuera de rechazo de la planta desaladora, lo que produce agua hipersalina que se vierte al océano.	50
Figura 4-5. Ubicación del proyecto en la parte inferior de la imagen y subestación eléctrica Cóndores (220 kV) en la esquina superior derecha. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.	51

Figura 4-6. Promedio horario (puntos azules) de los costos marginales de la energía en la barra Cóndores (220 <i>kV</i>) de junio del año 2017. Además, se genera una recta con el costo marginal promedio mensual (línea anaranjada). Elaboración propia, extraído de [48].	52
Figura 4-7. Rangos de operación de la división “Compact Hydro” de ANDRITZ y punto de operación de las dos turbinas Pelton del modo de generación. Elaboración propia a partir de [52]......	58
Figura 4-8. Potencial eólico de la región de Tarapacá. Se observa en un círculo blanco la ubicación del proyecto. Elaboración propia extraído de [56].	61
Figura 4-9. Potencial solar de la región de Tarapacá. Se observa en un círculo blanco la ubicación del proyecto. Elaboración propia extraído de [57].	62
Figura 4-10. Promedio de generación mensual de la PFV de 193 <i>MW</i> (barras) y energía requerida por la central PSH (puntos). Elaboración propia a partir de [58].	63
Figura 4-11. PFV (centro de la imagen) y barra Cóndores (esquina superior izquierda). Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.	64
Figura 4-12. Área del parque fotovoltaico diseñado, junto a la sombra generada por el Morro Tarapacá y el Cerro Molle durante la puesta de sol de un día de invierno. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.	65
Figura 4-13. Modelos de estimación de costos de capital inicial por tipos de proyectos de hidroelectricidad. Elaboración propia, modificado de [62]......	68
Figura 4-14. Distribución porcentual de los CAPEX de cada central (RO, PSH y PV), con respecto a los CAPEX totales del proyecto.....	70
Figura 4-15. Ejemplo de designación de horas de bombeo y turbinación en función de los costos marginales de la energía en la barra Cóndores (220 <i>kV</i>) de julio del año 2017. Elaboración propia, extraído de [48]......	73
Figura 4-16. Proyección de los CMg de la barra Cóndores de 220 [<i>kV</i>] del año 2017 al 2036 para el escenario “Base” (círculos), “ERNC” (equis) y “Acordado” (triángulos). Se agrega un ajuste de tendencia lineal (línea segmentada) del escenario “Base” y se muestra su ecuación de la recta en el gráfico. Elaboración propia a partir de [65]. ...	74

Figura 4-17. Ingresos totales anuales por inyección de energía a la red en <i>MMUSD</i> , del año 2027 al 2052.	75
Figura 4-18. OPEX por categoría de escala solar fotovoltaica en [<i>USD@2020/kW/año</i>] (residencial, comercial en techumbres, comercial montada en el suelo, gran escala con inclinación fija y, en un recuadro rojo, gran escala con seguimiento). Elaboración propia a partir de [67].	76
Figura 4-19. Margen neto anual total por venta de agua e inyección de energía a la red en <i>MMUSD</i> , del año 2027 al 2052.	77
Figura 4-20. <i>VAN</i> en función de las horas de operación del modo de bombeo <i>tp</i> . El cuadrado corresponde a la alternativa seleccionada para el proyecto. Los círculos representan distintas alternativas rentables y los triángulos son alternativas no rentables. Datos extraídos de la Tabla 4-7.	81
Figura 0-1. Bomba centrífuga de alta presión, multietapas de eje horizontal, seleccionada para el modo de bombeo de la central de pumped storage. Marca KSB, modelo HGM-RO [51].	102
Figura 0-2. Especificaciones técnicas de la bomba centrífuga de alta presión marca KSB, modelo HGM-RO. Extraído de [51].	102

Índice de tablas

Tabla 4-1. Parámetros operacionales del sistema desalinizador Pure Aqua, Inc., modelo SW-660K-18880	46
Tabla 4-2. Flujos asociados a la planta desaladora	47
Tabla 4-3. Parámetros operacionales de la bomba de succión doble y carcasa dividida axialmente, marca Sulzer, serie SMD, seleccionada para el sistema de captación de agua de mar.	56
Tabla 4-4. Capacidad de desalinización y costo de inversión para seis plantas desaladoras RO del norte de Chile	67
Tabla 4-5. Principales parámetros de la planta RO de referencia	71
Tabla 4-6. Principales indicadores económicos del proyecto	79
Tabla 4-7. Indicadores económicos para escenarios con distintas horas diarias de operación del modo de bombeo y del modo de generación	80
Tabla 0-1. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de diciembre del 2016.....	104
Tabla 0-2. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de enero del 2017	105
Tabla 0-3. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de febrero del 2017	106
Tabla 0-4. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de marzo del 2017	107
Tabla 0-5. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de abril del 2017	108
Tabla 0-6. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de mayo del 2017	109
Tabla 0-7. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de junio del 2017	110

Tabla 0-8. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de julio del 2017	111
Tabla 0-9. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de agosto del 2017	112
Tabla 0-10. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de septiembre del 2017	113
Tabla 0-11. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de octubre del 2017	114
Tabla 0-12. Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de noviembre del 2017.....	115
Tabla 0-13. Ingresos diarios en [USD] de un día típico de cada mes del año 2016 al 2052. Además del total de ingresos anuales en [USD/año]	116
Tabla 0-14. Margen neto anual en [USD] por conceptos de inyección de energía a la red.....	120
Tabla 0-15. Flujo de caja del proyecto en [USD]	121
Tabla 0-16. Tasa de descuento para proyectos en función del horizonte de evaluación en años.....	123
Tabla 0-17. Flujo de caja, flujo de caja descontado y flujo de caja acumulado en [USD], para cada período de evaluación del proyecto	124

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático, debido al desarrollo económico, la urbanización, el crecimiento poblacional, entre otros factores, está impactando negativamente en la disponibilidad de agua potable en todo el mundo. De esta manera, debido a que cerca de un 98% del agua del planeta es salada, la desalinización de agua de mar se ha masificado en las últimas décadas como solución a la creciente escasez hídrica que se proyecta en Chile y en el mundo, según un estudio del World Resources Institute [1].

Sin embargo, la desalinización es un proceso energéticamente intenso¹. En efecto, la técnica más popularizada actualmente: la osmosis inversa (RO), requiere de elevadas presiones para su operación. Por esta razón y, para disminuir el consumo de energía de la red y reducir la huella de carbono, frecuentemente se utilizan energías renovables no convencionales para su energización. Con lo cual se origina el problema de que la mayoría de estas son fluctuantes (la energía solar y eólica, por ejemplo), por lo que integrarlas con sistemas de almacenamiento es una solución para mantener un suministro constante de energía y, por ende, de agua potable.

De este modo, surgen los sistemas IPHRO (Slocum et al., 2016) [3] o sistemas integrados de almacenamiento por bombeo y desalinización mediante osmosis inversa, los que utilizan agua de mar como activo común y ofrecen ventajas comparativas con respecto a estas tecnologías por sí sola:

- Reducen gastos de capital al compartir infraestructura en los ductos de alimentación y descarga.

¹ Se requieren de 3 a 20 [kWh/m^3] de agua desalada, dependiendo del método de desalinización, según el estudio de Alkaisi et al. (2017) [2].

- Permiten desalinizar con la presión hidrostática del reservorio, tanto en el pretratamiento como en los filtros de osmosis y, de esta manera, prescindir de bombas de alta presión en la planta desaladora.
- Se puede mezclar la salmuera de rechazo de la planta desalinizadora con el agua bombeada y turbinada de la central de almacenamiento, para reducir su salinidad antes de verterla al océano.
- Son flexibles, ya que permiten adaptar la oferta, tanto de energía eléctrica como de agua potable, de acuerdo con la demanda.

Sin embargo, para el éxito de un sistema IPHRO, se requieren las siguientes consideraciones mínimas:

- Cercanía a la costa, para disponer de acceso al océano.
- Existencia de una diferencia de altura apta para el almacenamiento por bombeo.
- Cercanía a un centro de consumo hídrico y/o de energía eléctrica.
- Posibilidad de conexión a la red y/o un elevado potencial en alguna energía renovable.

De esta manera, como en la extensa costa chilena existe una amplia variedad de lugares que cumplen con las características antes mencionadas, en el presente trabajo se selecciona una localidad de Chile y se realiza un estudio de factibilidad técnico-económica de un proyecto IPHRO.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Realizar un estudio de factibilidad de un sistema integrado entre una planta desalinizadora de agua de mar y una central de almacenamiento por bombeo (IPHRO) para una localidad del borde costero chileno.

1.1.2. Objetivos específicos

- Revisar el estado del arte de la desalinización y los sistemas IPHRO (Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis).
- Seleccionar una localidad costera adecuada para evaluar un proyecto IPHRO en Chile.
- Realizar un estudio de factibilidad técnico-económica para la localidad seleccionada.
- Definir recomendaciones para futuros proyectos IPHRO.

2. ESTADO DEL ARTE

En este capítulo se revisa el estado del arte de los sistemas IPHRO, los principales métodos de desalinización, las tecnologías de almacenamiento energético y las energías renovables no convencionales que más se utilizan en Chile.

2.1. Sistemas IPHRO

La escasez hídrica y el vertimiento² de energía renovable son problemas que se han acrecentado en los últimos años. Según un estudio del 2015 hecho por el World Resources Institute, en el cual se proyecta la situación hídrica de 167 países, se establece que 33 de ellos presentarán un estrés hídrico severo al año 2040, y Chile ocupa el puesto número 24 [1]. Además, en un reporte hecho por Systep, se declara que durante abril del 2022 se vertieron 78 [GWh] de energía solar y eólica en Chile, lo que representa un aumento del 1.220% respecto de abril del 2021 [4].

De este modo, como una alternativa para afrontar las problemáticas antes mencionadas, surgen los sistemas IPHRO (Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis) o sistemas integrados de almacenamiento por bombeo hidráulico y osmosis inversa (Slocum et al., 2016) [3], por sus siglas en inglés. Los cuales, a partir del uso de agua de mar como activo común, son capaces de producir agua potable, almacenar energía en las horas de exceso de generación e inyectarla a la red durante las horas de alta demanda eléctrica (ver Figura 2-1).

² Pérdida de energía generada, ya sea cuando la producción energética supera el consumo o por la incapacidad de trasladarla por el sistema eléctrico, debido principalmente a que el crecimiento del parque de generación avanza más rápido que las líneas necesarias para transmitir la energía que producen.

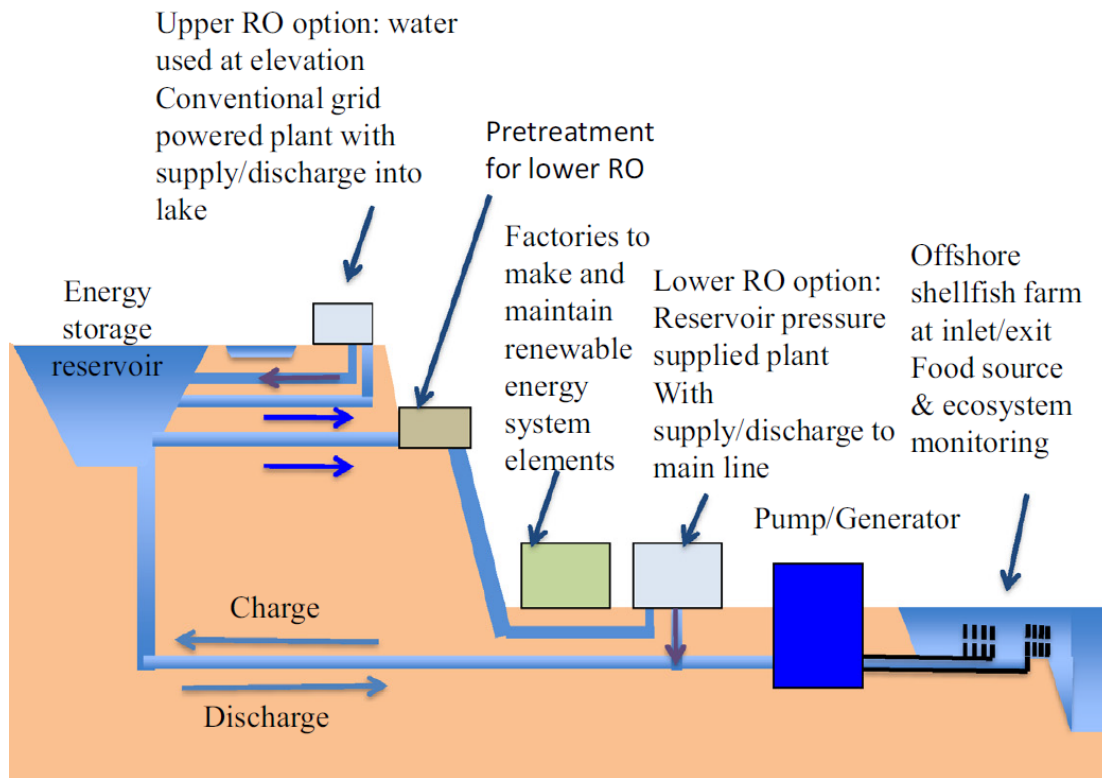


Figura 2-1. Esquema de un sistema IPHRO. Modificado de [3].

Este tipo de sistemas requieren de la existencia de un cerro o montaña con una elevación superior a 500 [msnm] [3], apta para el reservorio superior de la central de almacenamiento por bombeo. Además de tener cercanía a la costa para utilizar el océano como reservorio inferior, cercanía a un centro de consumo hídrico para entregar agua potable y que exista la posibilidad de conexión a la red eléctrica.

Por otro lado, este tipo de proyectos ofrecen variadas ventajas respecto de estas tecnologías (RO y PSH) por sí solas:

- En una planta desaladora de ósmosis inversa, el 94% de los gastos de capital (CAPEX) están asociados a la construcción e infraestructura (Molinos-Senante & González, 2019) [5]. De este modo, al utilizar agua de mar como

activo común, se puede compartir infraestructura, por ejemplo, en los ductos de alimentación y descarga, con la consecuente reducción de CAPEX.

- Además, se puede desalinizar con la presión hidrostática del reservorio, tanto en el pretratamiento como en los filtros de osmosis y, de esta manera, prescindir de bombas de alta presión en la planta RO (disminución de CAPEX).
- Estos sistemas se pueden integrar con energías renovables no convencionales, en cuyo caso se denominan proyectos IPHROCES (Integrated Pumped-Hydro Reverse Osmosis Clean Energy System), término creado por la empresa Oceanus Power & Water [6]. Mediante la integración de estas tres tecnologías (RO, PSH y ER), se fomenta la descarbonización de la red eléctrica mediante la penetración de energías limpias en la matriz energética.
- Según el estudio de Molinos-Senante y González (2019) [5], más de un 55% de los gastos operacionales (OPEX) de una planta RO corresponden a la demanda energética de las bombas de alta presión. De esta manera, al energizar la planta desaladora y la central PSH con energías renovables, existe una reducción de los OPEX, ya que la mayoría de estas energías limpias tienen bajos costos operacionales, según la Comisión Nacional de Energía [7].
- Este tipo de proyectos son flexibles, ya que pueden ajustar la producción de energía eléctrica y agua potable a la demanda de estos servicios básicos, con una gran velocidad de respuesta.
- Además, se puede reducir la concentración de sales de la salmuera rechazada por la planta desaladora, al mezclarla con el flujo de agua

bombeada y/o turbinada por la central PSH y, de este modo, favorecer su dilución en el océano y reducir el costo de los difusores diseñados para evitar impactos ambientales asociados al vertimiento de salmuera.

Con respecto a la última ventaja mencionada, se pueden utilizar las siguientes fórmulas de salinidad de mezclas³, para calcular la salinidad del agua vertida al océano, como una mezcla entre flujos de salmuera y agua de mar.

$$S_m \cdot \dot{m}_m = \sum_{i=1}^n S_i \cdot \dot{m}_i \quad (1)$$

$$S_m = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot \dot{m}_i}{\sum_{i=1}^n \dot{m}_i} \quad (2)$$

$$S_m = \frac{\sum_{i=1}^n S_i \cdot \dot{V}_i \cdot \rho_i}{\sum_{i=1}^n \dot{V}_i \cdot \rho_i} \quad (3)$$

De este modo, con la correcta proporción de flujos de agua de mar y salmuera, se puede reducir la salinidad a un valor menor al que impone la norma de descarga de efluentes del sector y, por ende, prescindir de difusores de salmuera en el diseño del proyecto.

Finalmente, dentro de las desventajas existentes en este tipo de sistemas, se tiene que la operación con agua de mar está relacionada con altos niveles de corrosión, abrasión y bioincrustaciones (biofouling). Además, si bien no se dañan cuencas hidrográficas, como durante la construcción y operación de una planta hidroeléctrica o PSH convencional, puede existir un grado de oposición socioambiental debido a la

³ El subíndice m corresponde a la mezcla final y el subíndice i está asociado a cada una de las n soluciones a mezclar.

inundación de un valle para la ubicación del reservorio y/o el vertimiento de salmuera al océano ligado a la planta desaladora.

2.2. Métodos de desalinización

La desalinización o desalación corresponde al proceso de extracción de sales del agua salobre o agua de mar para convertirla en agua adecuada para el consumo humano o para uso industrial.

Si bien existen distintos métodos de desalinización, todos ellos se rigen por el esquema de la Figura 2-2. Estos sistemas se alimentan con agua de mar o salobre y obtienen, como producto, agua potable, industrial o destilada y, como rechazo, salmuera o agua hipersalina.

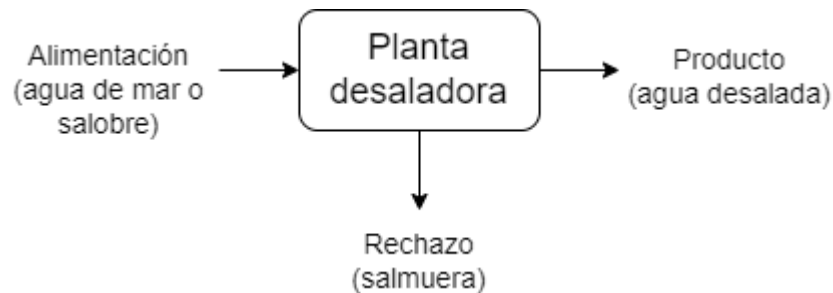


Figura 2-2. Esquema de un sistema de desalinización.

Además, todos los métodos requieren un pretratamiento químico del agua de alimentación para evitar incrustaciones, formación de espuma, corrosión, crecimiento biológico y ensuciamiento y, también, un postratamiento del agua de producto, para su desinfección y remineralización, de acuerdo con el uso final para el cual fue producida.

Las técnicas de desalinización se clasifican en métodos de membrana y métodos de cambio de fase. Dentro de las tecnologías de membrana más conocidas se encuentran la osmosis inversa (RO) y la electrodiálisis (ED). Por otro lado, en los

métodos de cambio de fase se encuentran la evaporación relámpago multietapas (MSF) y la destilación multiefectos (MED).

Como se observa en la Figura 2-3, de las tecnologías de desalinización mencionadas anteriormente, la que se lleva el mayor porcentaje de participación en capacidad instalada, al año 2020, corresponde al método de osmosis inversa (Aende et al., 2020) [8].

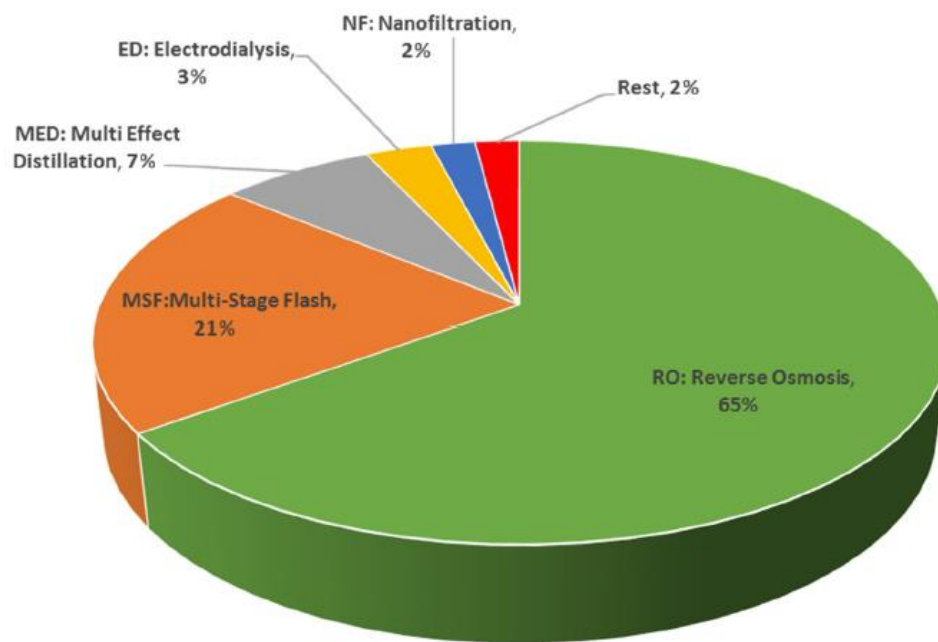


Figura 2-3. Participación porcentual de tecnologías de desalinización en capacidad instalada al año 2020. Modificado de [8].

Por otro lado, como se observa en la Figura 2-4, de los cuatro métodos con mayor participación (RO, MSF, MED y ED), los de cambio de fase (MSF y MED) requieren el uso de energía eléctrica y térmica, y son los que tienen el mayor consumo energético total por metro cúbico de agua desalinizada (sobre $14 [kWh/m^3]$). En cambio, los métodos de membrana (RO y ED), solo requieren energía eléctrica, y poseen el menor consumo energético para desalar (de 3 a $4 [kWh/m^3]$), según el estudio de Alkansi et al. (2017) [2].

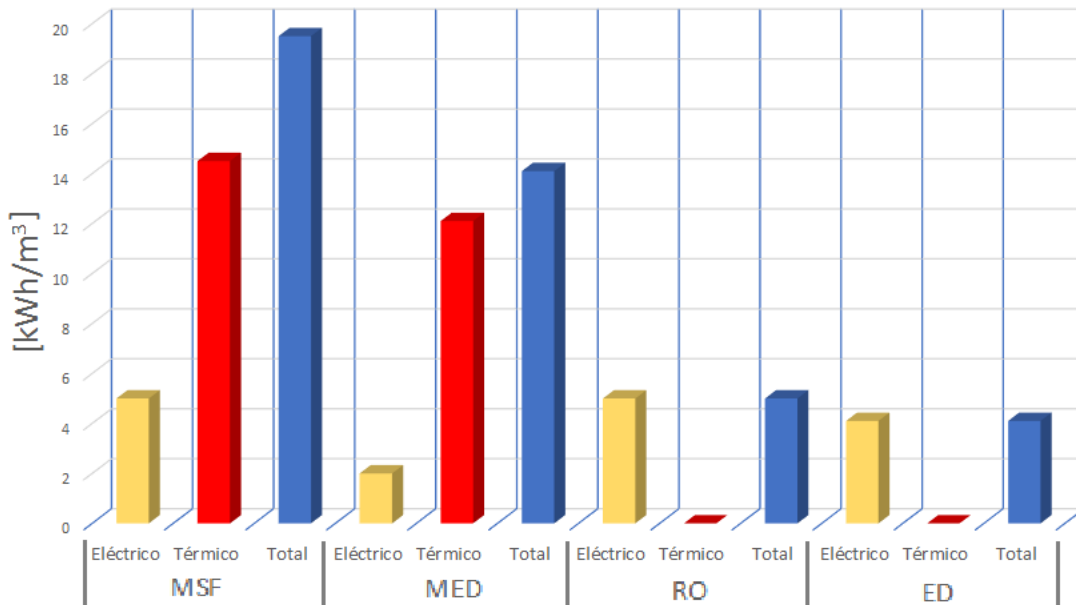


Figura 2-4. Consumo energético por metro cúbico de agua desalinizada de las principales tecnologías de desalinización. Elaboración propia a partir de [2].

De este modo, la osmosis inversa ha logrado una amplia ventaja en la actualidad con respecto a las demás técnicas de desalinización (Jones et al., 2019) [9], debido al bajo costo energético en comparación con los métodos de cambio de fase, a los avances tecnológicos de las membranas RO, al aumento en la eficiencia de las bombas, a la implementación de dispositivos recuperadores de energía de la salmuera y al bajo costo de capital en comparación con la ED.

Sin embargo, las técnicas de cambio de fase presentan como ventaja su insensibilidad a la calidad del agua de origen. Particularmente, MSF y MED, son métodos para considerar en regiones donde el agua de origen es notablemente salina y cálida (con mayor propensión al biofouling). Por lo que se vuelven métodos competitivos con la osmosis inversa de agua de mar (SWRO), por ejemplo, en el golfo Pérsico.

2.2.1. Métodos de membrana

Este tipo de tecnología se basa en el uso de membranas semipermeables que permiten el paso del agua a través de ellas, pero no el de las sales, por lo que estas últimas quedan retenidas.

2.2.1.1. Osmosis inversa (RO)

La osmosis es un proceso natural de filtración que se produce cuando dos mezclas con diferentes concentraciones son separadas por una membrana semipermeable. Estas soluciones tienden al equilibrio gracias a que el solvente, del lado de menor concentración, fluye hacia el lado de mayor concentración hasta que la presión hidrostática se iguala a la presión osmótica, o cuando la concentración de ambos lados es la misma (ver Figura 2-5).

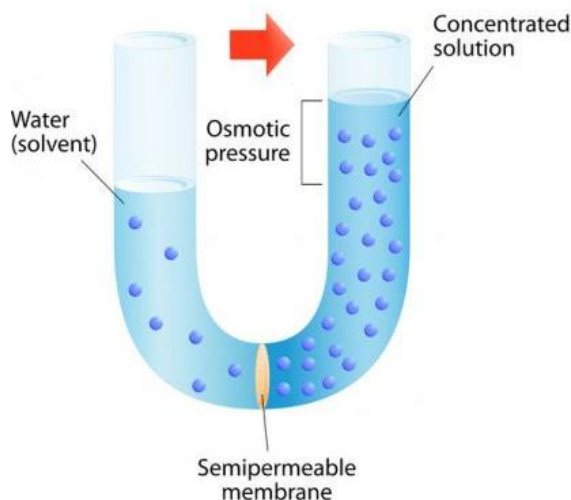


Figura 2-5. Esquema del fenómeno de osmosis. Modificado de [10].

Por otro lado, el proceso de osmosis inversa consiste en aplicar presión⁴ a la solución más concentrada, de tal manera que se produzca un flujo contrario al de la osmosis convencional. De este modo, en la desalinización de agua de mar, se obtiene agua destilada en el lado de menor concentración y salmuera en el lado de mayor concentración (ver Figura 2-6).

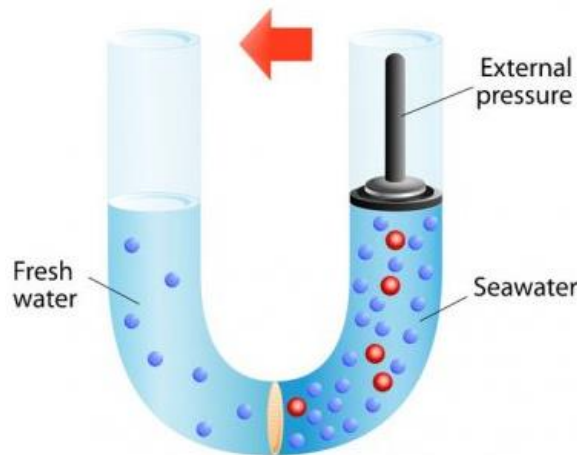


Figura 2-6. Esquema del proceso de osmosis inversa. Modificado de [10].

Una planta desaladora SWRO (Seawater Reverse Osmosis) cuenta con obras de captación de agua de mar, seguido de un sistema de pretratamiento físico y químico, que consiste en filtros de arena y de carbón activado (físico); dosificación (química) para regular el pH del agua de alimentación y adición de antiincrustantes para evitar depósitos de sal en las membranas; seguido de módulos con filtros de osmosis inversa para eliminar las sales. Luego de desalinizar el agua, se conduce a un sistema de postratamiento para su desinfección y remineralización, de acuerdo con el uso final del agua de producto.

En la Figura 2-7 se puede observar el esquema de una planta SWRO, con los consumos específicos de energía por metro cúbico de agua desalinizada por cada etapa,

⁴ La presión externa debe vencer a la presión osmótica y, cuanto mayor sea la salinidad del agua, mayor es su presión osmótica por superar.

en la cual se aprecia que el mayor consumo energético corresponde al sistema RO, debido a las elevadas presiones que deben alcanzar las bombas para que el agua de mar atraviese los filtros.

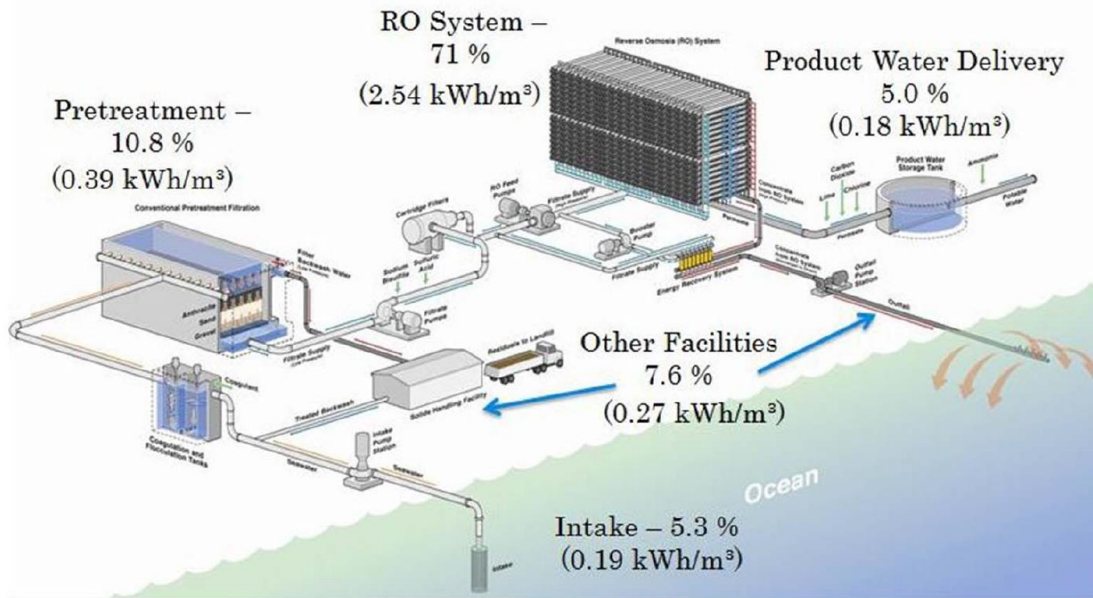


Figura 2-7. Esquema general de una planta de osmosis inversa de agua de mar (SWRO), con una estimación del consumo energético específico de cada etapa. Extraído de [11].

Por otra parte, la salmuera es rechazada a una gran presión. Por lo que, en plantas de tamaño industrial (sobre 100 [L/s]), se vuelve económicamente viable recuperar parte de esta energía con dispositivos recuperadores de energía, como intercambiadores de presión o turbinas Pelton recuperadoras de energía.

Las membranas de osmosis inversa tienen una tasa de recuperación (η_{rr}), que corresponde al porcentaje de agua de alimentación ($\dot{V}_{sw}$) que es convertida en agua de producto ($\dot{V}_{H_2O}$).

$$\eta_{rr} = \frac{\dot{V}_{H_2O}}{\dot{V}_{sw}} \quad (4)$$

También se puede obtener a partir de los caudales de salmuera de rechazo ($\dot{V}_{br}$) y agua de alimentación ($\dot{V}_{sw}$).

$$\eta_{rr} = 1 - \frac{\dot{V}_{br}}{\dot{V}_{sw}} \quad (5)$$

Por otro lado, a mayor contenido de sales en el agua de alimentación, menor es la tasa de recuperación de los filtros y mayor es la presión requerida. De este modo, en una planta desaladora con alimentación de agua de mar (SWRO), las tasas de recuperación oscilan entre 40 y 50%, con presiones del orden de 65 [*bar*]. En cambio, para plantas con alimentación de agua salobre (BWRO), estas van de un 50 a un 80%, con presiones cercanas a 15 [*bar*], según ALADYR [12].

2.2.1.2. Electrodialisis (ED)

El agua de alimentación contiene sales disueltas: iones de sodio, cargados positivamente (Na^+), e iones de cloro, cargados negativamente (Cl^-). Este sistema logra reducir la salinidad del agua mediante la transferencia de los iones del canal de agua de alimentación, a través de membranas de intercambio aniónico y catiónico, bajo la influencia de una diferencia de potencial eléctrico, hacia los canales de descarga de concentrado (ver Figura 2-8).

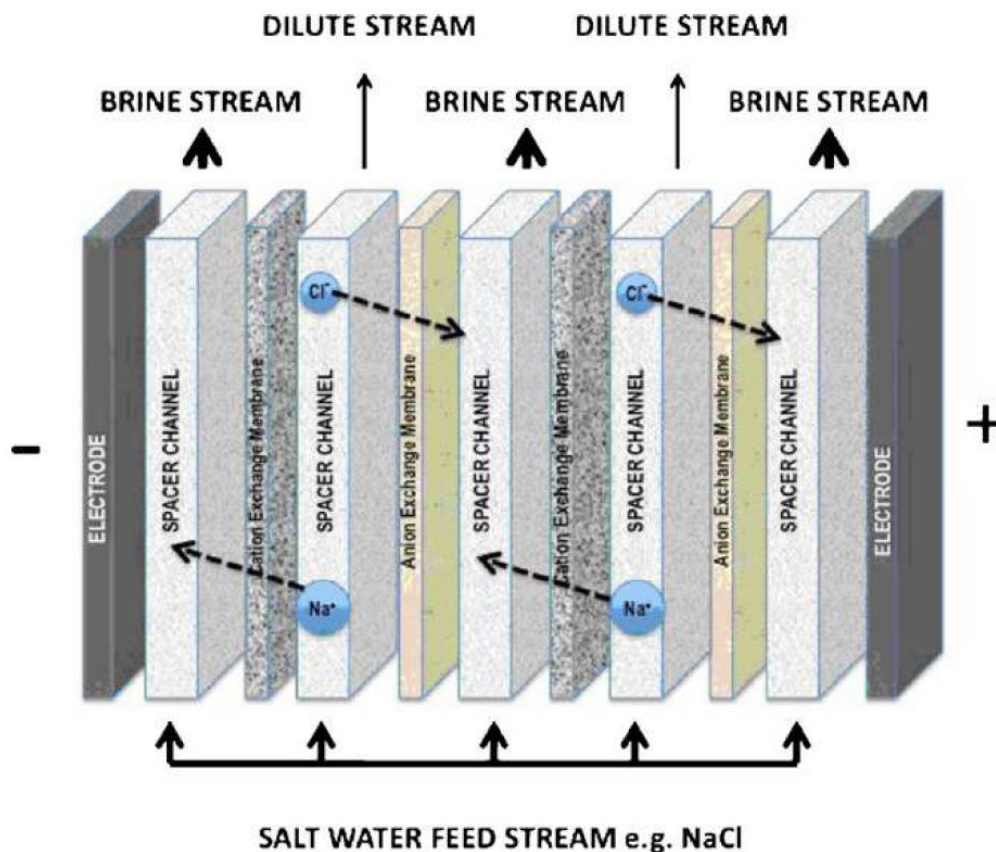


Figura 2-8. Esquema del proceso de electrodiálisis (ED), en el cual se aprecia el movimiento de iones cargados (Na^+ y Cl^-) hacia dos electrodos cargados. Extraído de [13].

Este proceso utiliza un campo eléctrico de corriente continua, el cual provoca que los iones se muevan hacia el electrodo con su carga opuesta. De este modo, los iones positivos (cationes) se mueven hacia el electrodo negativo (cátodo) y los iones negativos (aniones) van hacia el electrodo positivo (ánodo). Además, se ubican alternadamente membranas permeables a cationes y aniones entre los electrodos, de tal manera que en el espacio central entre estas membranas queda agua con una baja concentración de sales. Así, en la salida del sistema, se tienen flujos alternados y paralelos de salmuera y agua de producto.

Para evitar incrustaciones, se utilizan inversores para alternar la polaridad del campo eléctrico cada 20 minutos aproximadamente. Además, como los requerimientos de energía del sistema son proporcionales a la salinidad del agua, la ED se vuelve más factible cuando la salinidad del agua de alimentación es menor a 60.000 [ppm] de sólidos disueltos totales (TDS), según el estudio de Anderson et al. (2010) [13].

2.2.1.3. Osmosis directa (FO)

La osmosis directa es un proceso de filtración natural, el cual consiste en situar el agua de alimentación (agua de mar o salobre) en contacto con una solución salina que tiene una presión osmótica mayor, a través de una membrana semipermeable. De este modo, debido a la diferencia de concentración de las mezclas, el agua pasa a través de la membrana hacia la solución de extracción (dióxido de azufre, alcohol alifático, sulfato de amonio, glucosa, fructosa, nitrato de potasio, amoníaco-dióxido de carbono [14] o bicarbonato de amonio) sin la necesidad de aplicar presión. Posteriormente, el agua de producto es separada de la solución de extracción diluida en el sistema de recuperación. En la Figura 2-9 se puede apreciar un esquema de este proceso.

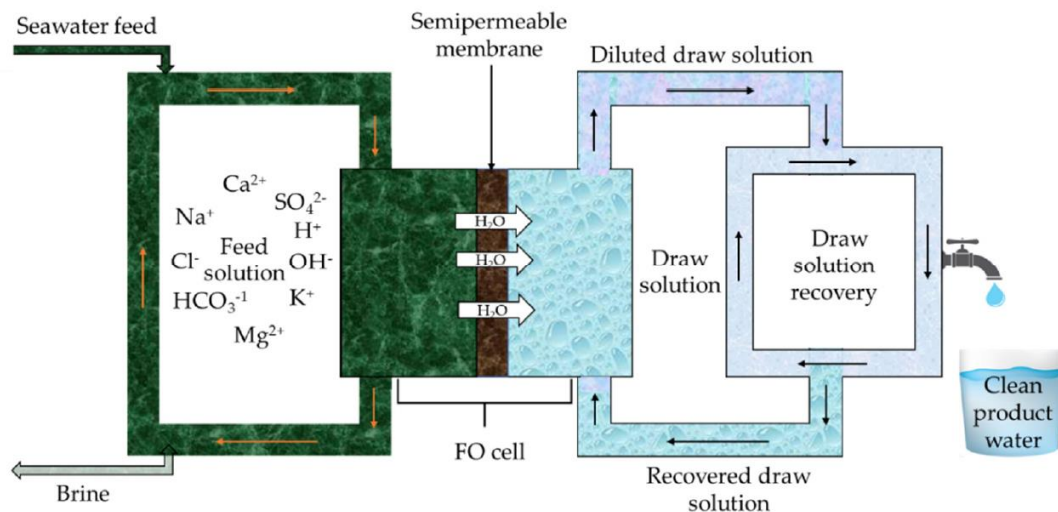


Figura 2-9. Esquema del proceso de desalinización por osmosis directa (FO). Extraído de [8].

Cabe destacar que la membrana más utilizada es de celulosa o fibras relacionadas. Por otro lado, las membranas usadas en RO no son las más apropiadas para este proceso (McCutcheon et al., 2005) [15].

2.2.2. Métodos de cambio de fase

Estas técnicas utilizan el cambio de fase del agua de alimentación (ya sea mediante la evaporación o la solidificación) para separar las sales del agua.

2.2.2.1. Evaporación relámpago multietapas (MSF)

La desalinización relámpago multietapas es una técnica de evaporación-condensación, la cual consiste en reducir abruptamente la presión del agua de alimentación mediante una bomba de vacío, lo que provoca su evaporación súbita o flash.

El proceso comienza con el calentamiento del agua de alimentación hasta su temperatura de saturación, por ejemplo, gracias a un sistema solar térmico, como se recomienda en Kalogirou (2014) [16]. Luego, se introduce en una serie de contenedores o “etapas” a baja presión, lo que produce su evaporación súbita. Debido al alto contenido energético del vapor, este se utiliza en un intercambiador de calor para precalentar el agua de alimentación, a la vez que se enfría y condensa para obtener el agua de producto (ver Figura 2-10).

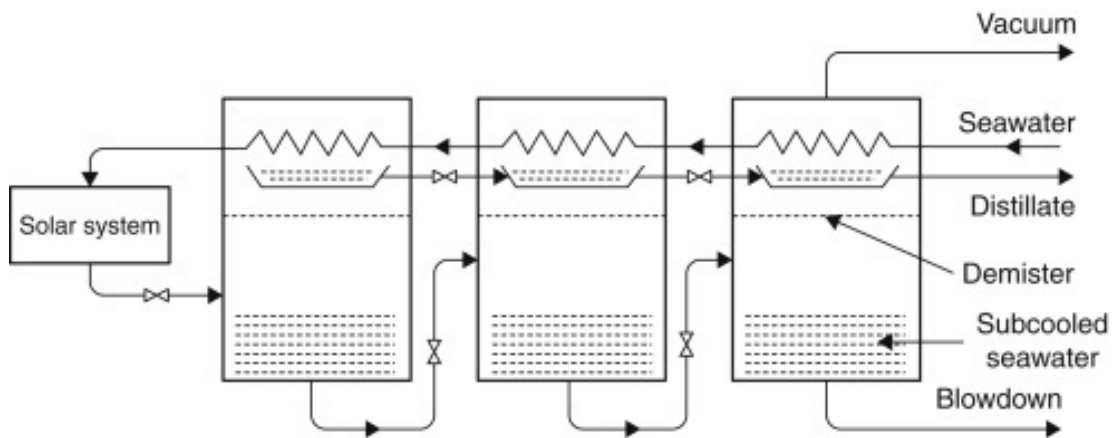


Figura 2-10. Principio de operación de un sistema desalinizador relámpago multietapas (MSF).
Extraído de [16].

Usualmente se emplean de 12 a 20 etapas (El-Ghonemy, 2018) [17], con cámaras que tienen menor presión y mayor temperatura sucesivamente, para mejorar la eficiencia.

2.2.2.2. Destilación multiefectos (MED)

Las plantas MED operan de manera similar a las MSF, con un proceso de evaporación-condensación. El agua salina pasa a través de una serie de cámaras o “efectos”, cada una de ellas con una presión progresivamente menor.

Como se observa en la Figura 2-11, el agua de alimentación (“Feed water”) es usualmente rociada sobre las tuberías de vapor de cada una de las cámaras. Además, vapor externo (“Steam”) es introducido en la primera cámara para evaporar el agua de alimentación. El vapor producido en un efecto (“Vapour”) es usado como fuente de calor en el siguiente efecto, el cual, al condensarse, causa la evaporación de una parte de la solución salina de alimentación (“Feed water”), la cual se separa de la salmuera (“Brine”) que decanta a la parte inferior de cada cámara. Este proceso es repetido en cada cámara consecutiva.

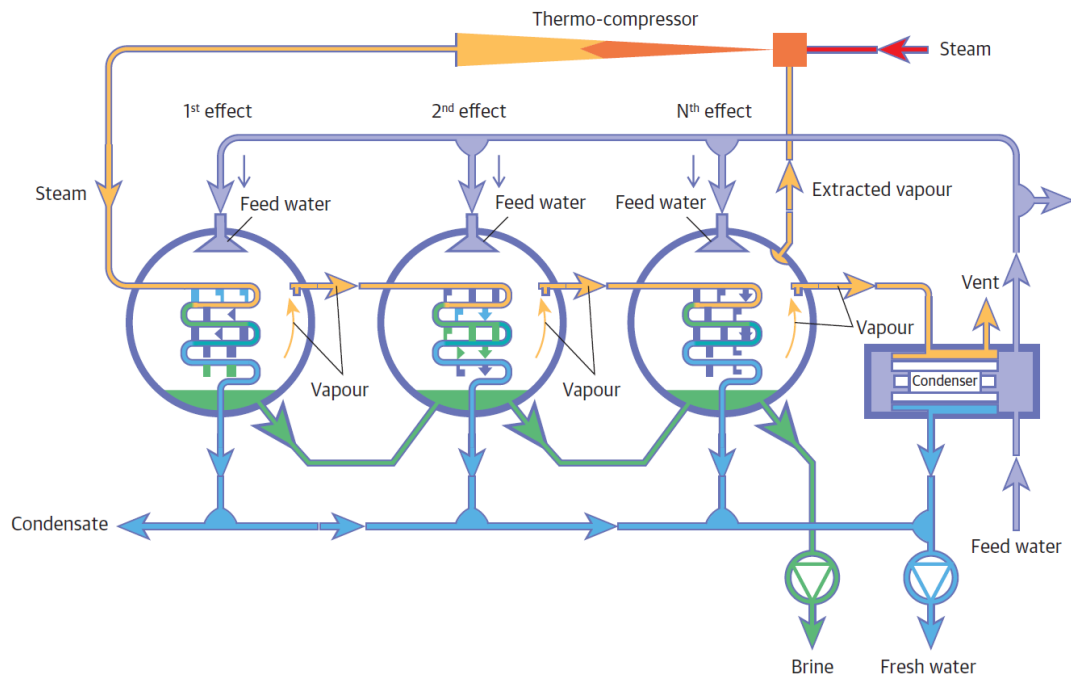


Figura 2-11. Esquema de una planta desaladora por destilación multiefectos (MED). Extraído de [18].

Usualmente, en una planta MED, entre 25 y 40% del agua de alimentación se recupera como agua de producto. Por otro lado, los problemas más comunes están asociados a la corrosión por las altas temperaturas y la presencia de agua salada, las incrustaciones y el uso de químicos para proteger tuberías y quipos.

2.2.2.3. Compresión mecánica de vapor (MVC)

Los sistemas MVC operan mediante la compresión de vapor de agua, lo que provoca la condensación de este gracias a un intercambiador de calor que permite que ceda energía al agua de alimentación (ver Figura 2-12).

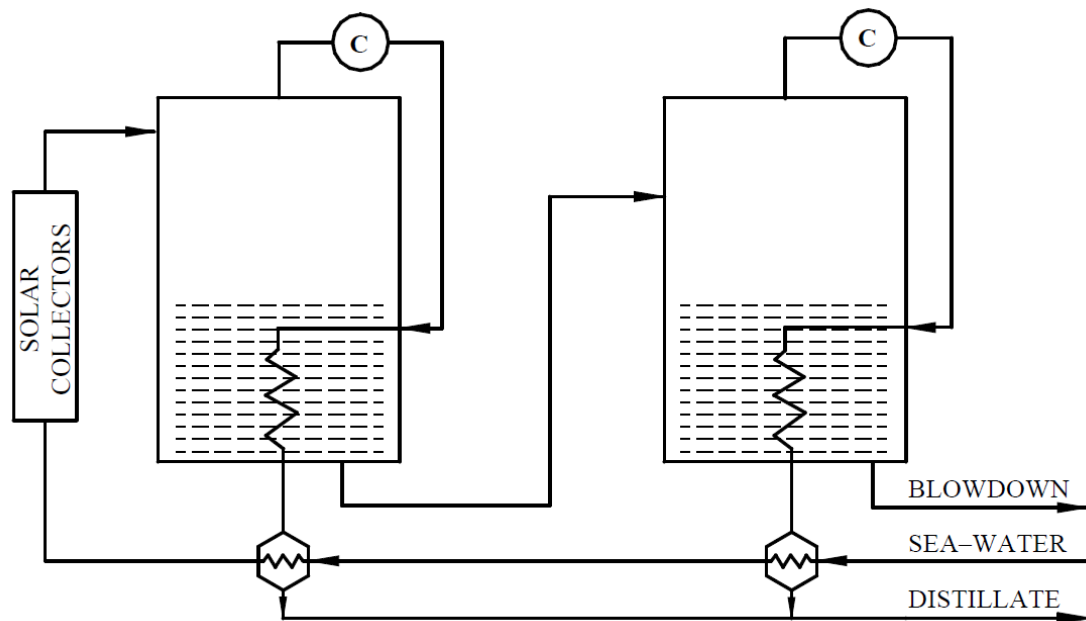


Figura 2-12. Esquema de una planta desalinizadora por compresión mecánica de vapor (MVC).
Extraído de [19].

Debido a que el calor latente es reciclado eficientemente a través de la planta entre una etapa y otra, el principal requerimiento de energía está en el compresor, el cual aumenta la presión del vapor y disminuye la presión del agua salada, para reducir su temperatura de ebullición.

Los principales problemas de una planta MVC están asociados con la corrosión de las aspas del compresor y con limitaciones de tamaño debido a las capacidades de los compresores.

También existen los sistemas de desalinización por compresión térmica de vapor (TVC), en los cuales se reemplaza el compresor mecánico por un compresor de chorro de vapor, por lo que son diseñados en proyectos donde existe vapor disponible.

2.2.2.4. Humidificación-deshumidificación (HDH)

Este proceso cuenta con una primera etapa de humidificación de aire, el cual ingresa a condiciones ambientales y aumenta su humedad hasta el punto de saturación (o cercano a este). Posteriormente, ingresa a una unidad de condensación, donde se enfría y, gracias a un intercambiador de calor, la humedad se condensa mientras precalienta el agua salina entrante hasta alcanzar entre 60 y 70 [°C]. Adicionalmente, existe una etapa de calentamiento (del agua de alimentación), la cual puede operar gracias a un concentrador solar, resistencias eléctricas o combustión (Ettouney, 2005) [20] (ver Figura 2-13).

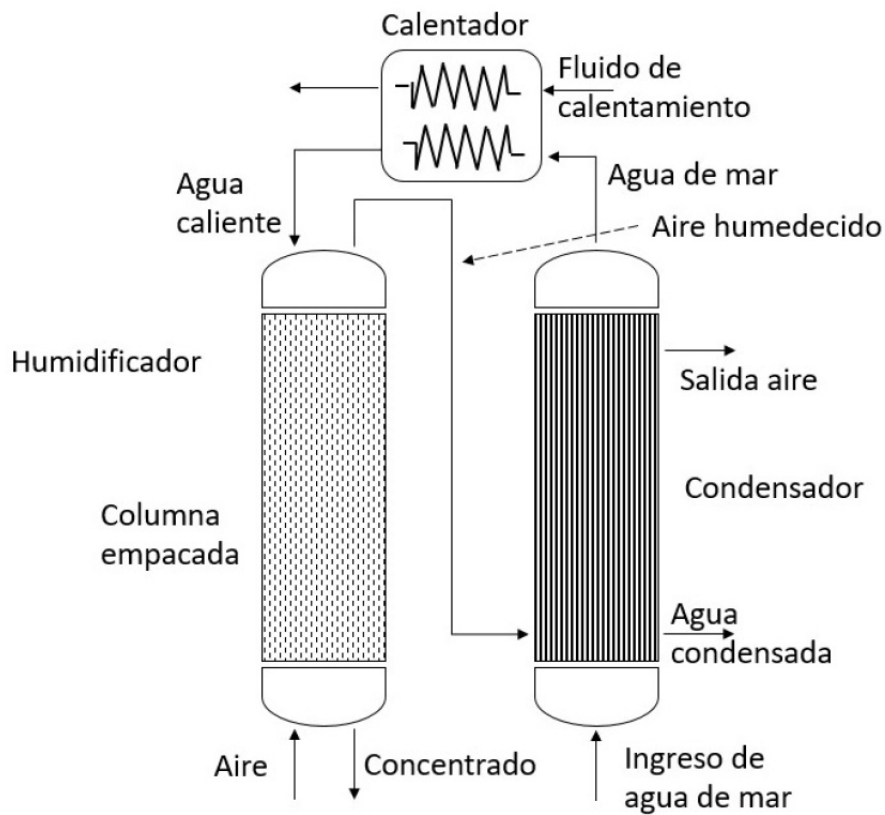


Figura 2-13. Esquema de un sistema de desalinización por humidificación-deshumidificación (HDH). Extraído de [21].

2.2.2.5. Destilación solar (SD)

Los destiladores solares se utilizan comúnmente en zonas costeras áridas, para la obtención de agua desalinizada a bajo costo, a partir de agua de mar. Su diseño más simple consiste en un recipiente aislado térmicamente en su base y paredes laterales, con una cubierta inclinada de vidrio (ver Figura 2-14).

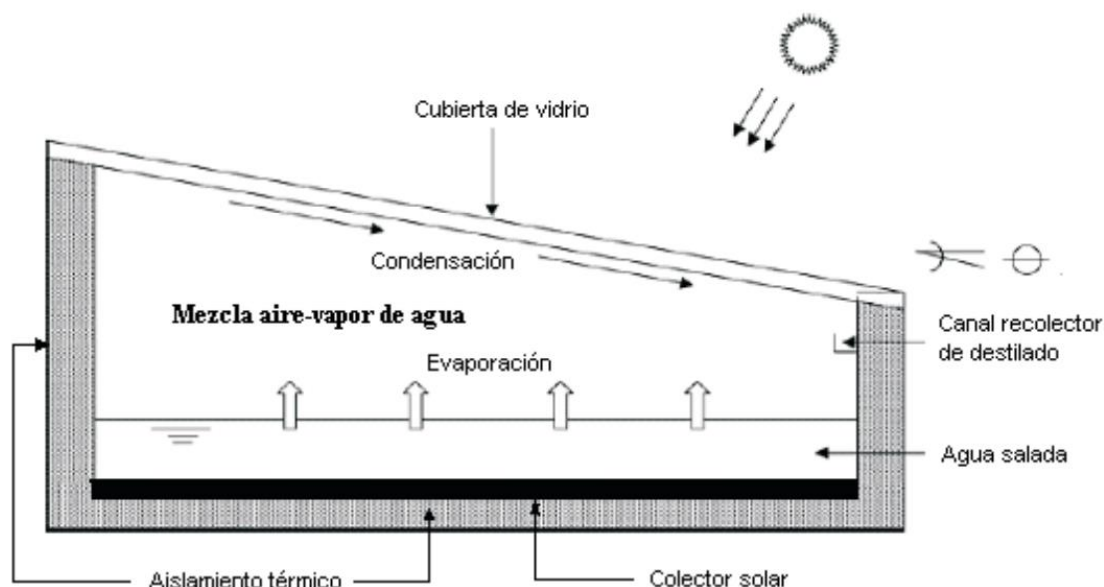


Figura 2-14. Esquema de un destilador solar pasivo. Extraído de [22].

El proceso comienza con el llenado parcial del destilador con agua de mar, cuyo fondo es una superficie negra y rugosa (colector), de tal manera que pueda absorber la radiación incidente que cruza la cubierta de vidrio y la masa de agua. Luego, gracias a la radiación solar, el colector incrementa su temperatura y le entrega calor al agua. A partir de lo anterior, existe evaporación en la superficie libre y se produce un flujo de convección natural del aire húmedo debido al gradiente de temperatura existente. Finalmente, el aire húmedo alcanza el interior de la cubierta de vidrio inclinada, la cual funciona como una placa condensadora, en la cual se forma el agua destilada y desciende por gravedad hasta un canal recolector en la pared lateral menos alta del recipiente.

2.2.2.6. Congelación (FD)

Este método de desalinización consiste en reducir la temperatura del agua de alimentación por debajo de 0 [°C], para formar cristales de agua, los cuales se separan de la sal y otros elementos. Posteriormente, los cristales son separados de la solución concentrada y fundidos para producir el agua desalinizada (ver Figura 2-15).

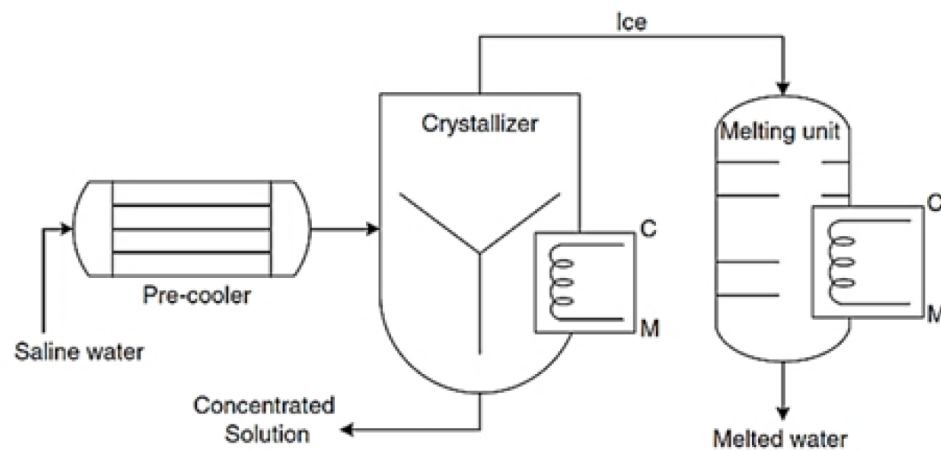


Figura 2-15. Esquema del proceso de cristalización por congelación. Extraído de [23].

2.3. Almacenamiento energético

En las últimas décadas, el cuidado del medioambiente y los recursos naturales se ha vuelto una tendencia y un objetivo a nivel mundial. Por lo que se intenta reducir la huella de carbono a partir de la descarbonización de las matrices energéticas y el desarrollo e implementación de tecnologías renovables.

Sin embargo, con la gran penetración de energías renovables surge el inconveniente de que estas, en su mayoría, son intermitentes. En cambio, la curva de demanda energética humana es relativamente predecible y, evidentemente, no coinciden.

De esta manera, para afrontar el problema del vertimiento de energía, se utilizan sistemas de almacenamiento energético para aplanar la curva de generación, al acumular energía en las horas de exceso de generación e inyectarla durante las horas de alta demanda eléctrica.

2.3.1. Almacenamiento por bombeo hidráulico (PSH)

Las centrales de pumped storage hydropower o almacenamiento por bombeo hidráulico operan con dos reservorios separados por una diferencia de elevación. Durante las horas del día con bajos costos de la energía (poca demanda y/o producción de energía renovable en exceso) se bombea agua del reservorio inferior al superior, también conocido como “modo de bombeo”. Posteriormente, cuando el costo de la energía es alto (alta demanda y/o baja producción de energía renovable), se turbinan el agua desde el reservorio superior al inferior y se inyecta energía a la red, conocido como “modo de generación”. De esta manera, además de ser centrales hidroeléctricas, se consideran como un método de almacenamiento energético.

Este tipo de tecnología es la que posee la mayor cantidad de energía almacenada en el mundo. Según el departamento de energía de Estados Unidos (DOE), al año 2021, alcanzan una capacidad nominal de almacenamiento de 601,7 [GWh], cercana al 90% del total de capacidad de todas las tecnologías de almacenamiento [24].

Como el peak de la demanda eléctrica se produce durante un período corto, estas centrales requieren un rendimiento general alto (round trip efficiency o η_{PSH}), el cual corresponde al producto entre las eficiencias del modo de bombeo (η_p) y el modo de generación (η_t).

$$\eta_{PSH} = \eta_p \cdot \eta_t \quad (6)$$

Según el estudio de Levine (2007) [25], la eficiencia anterior ronda entre 80% y 85%.

Por otro lado, la potencia requerida para bombear agua del reservorio inferior al superior corresponde a:

$$P_p = \frac{\rho \cdot \dot{V}_p \cdot g \cdot h}{\eta_p} \quad (7)$$

, y la potencia obtenida luego de turbinar es:

$$P_t = \rho \cdot \dot{V}_t \cdot g \cdot h \cdot \eta_t \quad (8)$$

Donde ρ , $\dot{V}_i$, g y h corresponden a la densidad y caudal de agua a bombear/turbinar, la aceleración de gravedad y la diferencia de altura media entre los reservorios, respectivamente.

Usualmente, estas plantas operan con dos cuencas de cursos fluviales (agua dulce) como reservorios en valles. Sin embargo, existe otro tipo de centrales PSH que trabajan con el océano como reservorio inferior, por lo que operan con agua de mar. La primera de ellas fue la central Yanbaru [26] en Okinawa, Japón, la cual comenzó su operación el año 1999, pero fue desmantelada el año 2016 debido a que la demanda de energía del lugar no creció como fue proyectada. Además, existen diversos proyectos en planificación, como el proyecto Azul Energía y Agua [27] de Oceanus Chile en la región de Coquimbo, el cual contempla la integración de una planta desaladora con una central PSH de agua de mar; el proyecto Espejo de Tarapacá [28] de Valhalla, 100 [km] al sur de la ciudad de Iquique; el proyecto de Oceanus de México en el estado de Sonora [29] y el proyecto Cultana fase 2 [30] de EnergyAustralia y ARUP, en Australia.

En Chile, los proyectos PSH con agua de mar son clasificados como centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica⁵, por lo que se rigen según el D.S N° 128/2016 del Diario Oficial de la República de Chile [31]. Según este decreto supremo, este tipo de centrales de almacenamiento pueden extraer energía de la red a su costo marginal (CMg) durante el modo de bombeo, si esta se usa exclusivamente para la turbinación durante el modo de generación. De esta manera, como la central de almacenamiento de un proyecto IPHRO se clasifica dentro de esta categoría, se debe producir energía de una fuente externa, por ejemplo, a partir de una central de energía renovable, para abastecer la demanda por lo menos de la desalinización (que corresponde a un proceso externo a la central de almacenamiento).

2.3.2. Almacenamiento por aire comprimido (CAES)

Los sistemas CAES (Compressed-air Energy Storage) son la segunda tecnología con mayor capacidad nominal de almacenamiento (DOE, 2021) [24]. Operan de manera similar a las centrales PSH. Sin embargo, durante las horas de exceso de generación eléctrica, se comprime aire ambiental o algún otro gas y se almacena a presiones elevadas (del orden de 70 [bar]) en una caverna subterránea o contenedor. Posteriormente, cuando aumenta la demanda eléctrica, el aire presurizado se calienta y expande en una turbina de gas para generar electricidad.

El aumento de presión provoca el calentamiento del gas, en cambio, la expansión en la turbina remueve calor. Es por ello que, si el calor generado durante la compresión es almacenado y utilizado durante la expansión, la eficiencia del sistema CAES mejora considerablemente (Gies, 2012) [32].

⁵ El agua utilizada por la misma se extrae y bombea desde un reservorio inferior con un volumen tal que se mantiene una disponibilidad de recurso hídrico que no limita la operación de la central a potencia nominal.

Las principales desventajas de esta tecnología están asociadas a la baja densidad de las moléculas de gas, lo que conlleva una baja densidad de almacenamiento, por lo que son requeridos sitios con grandes volúmenes. Además, el tamaño pequeño de las moléculas de gas, por ejemplo, con respecto a las moléculas de agua u otros líquidos, dificulta su almacenamiento, por lo que se debe tener especial consideración en el diseño de los sellos de los tanques y ductos.

Sin embargo, los CAPEX y OPEX de estos sistemas los convierten en una alternativa competitiva con las centrales PSH.

2.3.3. Almacenamiento por calor sensible (SHS)

Los sistemas SHS (Sensible Heat Storage) son la tercera tecnología con mayor capacidad nominal de almacenamiento (DOE, 2021) [24]. Pertenecen a los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) y son el más desarrollado comercialmente de ellos. Consisten en acumular energía mediante el aporte de calor a un material (usualmente agua, sales fundidas, aceites sintéticos, hormigón, cerámicos o metales), lo que aumenta su energía interna.

En Chile, el proyecto Cerro Dominador del Grupo Cerro cuenta con una planta concentradora solar de potencia (CSP) [33], la cual también se considera como un sistema SHS, ya que concentra la radiación solar para fundir sales, las que posteriormente pueden transferir su calor para generar vapor y producir electricidad a partir de una turbina. Las sales fundidas permiten generar electricidad hasta por 17,5 horas sin radiación solar directa, lo que permite proporcionar un suministro eléctrico estable e ininterrumpido.

La principal desventaja es su dependencia de las propiedades del medio de almacenamiento. Las capacidades de almacenamiento están limitadas por su calor

específico y el sistema debe ser diseñado adecuadamente para asegurar la extracción de energía a una temperatura constante (Sarbu & Sebarchievici, 2018) [34].

2.3.4. Bancos de baterías (BESS)

Los sistemas BESS (Battery Energy Storage System) son la cuarta tecnología con mayor capacidad nominal de almacenamiento (DOE, 2021) [24]. Son un método de almacenamiento químico y las más utilizadas a escala industrial (almacenamiento de energía en la red eléctrica) son las baterías de sodio-azufre (*NaS*) y las de ion de litio (*Li-Ion*).

Al no poseer partes mecánicas, las plantas BESS tienen un tiempo de reacción extremadamente pequeño, del orden de los 10 [ms]. Por lo tanto, pueden amortiguar las oscilaciones que se generan en la red eléctrica cuando esta opera a su máxima capacidad, lo que evita peaks de voltaje que pueden producir apagones regionales.

Como las centrales BESS generan una salida energética de unas pocas horas cuando operan a máxima potencia nominal, estas son diseñadas para servicios auxiliares como estabilización de potencia máxima a corto plazo, proporcionar reserva operativa y control de frecuencia.

Su principal ventaja es que son compactas y de instalación rápida en comparación con otras estaciones generadoras. Sin embargo, al terminar su vida útil, estas son muy contaminantes y difíciles de reciclar.

2.4. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que provienen de fuentes consideradas “inagotables”. Estas se caracterizan debido a que, en sus procesos de transformación y

uso, no se consumen a escala humana, ya sea debido a la gran cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse en el tiempo.

Entre estas fuentes de energía están la solar, la eólica, la de los océanos (mareomotriz y undimotriz) y la de los ríos (hidráulica). Además, dependiendo de su modo de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, los biocombustibles y la energía geotérmica.

Sin embargo, según el reporte mensual de ACERA de abril del 2022, del total de energía eléctrica generada por las energías renovables no convencionales (ERNC) que fue inyectada en el SEN durante dicho mes, un 32,8% corresponde a generación eólica y un 50,5% a solar fotovoltaica [35]. Estas dos tecnologías reúnen más del 80% de la participación de las ERNC en el SEN, principalmente debido a la disminución de sus costos de inversión y al elevado potencial solar y eólico presente a lo largo del país. De esta manera, se consideran estas dos tecnologías⁶ (solar fotovoltaica y eólica) para la selección de la central generadora a utilizar en el proyecto.

2.4.1. Solar fotovoltaica

Estos sistemas consisten en paneles solares, compuestos por un conjunto de celdas fotovoltaicas, las que transforman la energía solar en energía eléctrica a partir del efecto fotovoltaico. Este efecto se produce cuando los fotones provenientes del Sol inciden sobre las celdas, generalmente fabricadas de un elemento cristalino semiconductor (silicio-germanio), y provocan un movimiento de los electrones de valencia dentro de la celda, lo que genera una diferencia de potencial que se traduce en una corriente directa (DC), si se conecta el panel a una carga.

⁶ Se descarta de la selección la energía hidroeléctrica ya que, si bien representa la segunda fuente de energía de mayor participación en la matriz eléctrica, después de los combustibles fósiles, ha ganado detractores en las últimas décadas debido al impacto ambiental que produce en las cuencas hidrográficas y a la reducción de su potencial a medida que se acrecienta el cambio climático y la escasez hídrica.

La energía eléctrica generada se puede aprovechar para consumo doméstico autónomo (sistemas Off-Grid de pequeña envergadura), o para inyectar energía a la red (sistemas On-Grid de gran escala).

Sin embargo, para transmitir y utilizar la energía eléctrica, aparte de los paneles fotovoltaicos, se requieren otros equipos según la aplicación (Off-Grid u On-Grid). Por ejemplo, se necesita un inversor para convertir la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC). Además, generalmente en sistemas Off-Grid, se utilizan acumuladores o bancos de baterías para poder utilizar la energía en horarios de baja o nula radiación solar. También, en sistemas Off-Grid, se utilizan reguladores de carga, para evitar situaciones de sobrecarga y sobre descarga de las baterías, y extender su vida útil. Por otro lado, para sistemas On-Grid, se utiliza un transformador para elevar la tensión de salida de los inversores a mediana o alta tensión, para poder inyectar la energía a las líneas de transmisión eléctrica.

Como la posición del Sol varía a lo largo del día y la radiación incidente aumenta si los rayos solares llegan de manera perpendicular a la superficie del panel, se han desarrollado distintos mecanismos de seguimiento del Sol. Existe el seguimiento en un eje o single-tracking (usualmente eje N-S y seguimiento E-O) y el seguimiento en dos ejes o full-tracking, de los cuales, para inyección de energía a la red, se utiliza más el sistema de seguimiento en un eje, ya que posee una mejor relación generación/inversión que el de seguimiento en dos ejes, en conjunto con una mayor optimización del área utilizada debido al espaciamiento requerido entre paneles con full-tracking. Por otro lado, para sistemas Off-Grid, generalmente se instalan los paneles con inclinación fija⁷, debido a que no se justifica la ganancia en energía generada con un mecanismo de seguimiento, en comparación con la inversión adicional y los costos de mantenimiento de este.

⁷ Con la inclinación del techo, en caso de estar instalados sobre una casa o galpón, o con una inclinación igual a la latitud del lugar, si es que están instalados en el suelo.

Según el visualizador de recursos y potenciales de energía del Ministerio de Energía, como se observa en la Figura 2-16, desde el norte al centro de Chile existe radiación promedio de máxima a muy alta, respectivamente [36], lo cual es directamente proporcional a la energía eléctrica que se puede generar por un arreglo de paneles fotovoltaicos. Los valores de radiación global horizontal en $[kWh/m^2/d]$ por región se observan en la Figura 2-17.



Figura 2-16. Niveles de radiación de Chile. Extraído de [36].



Figura 2-17. Radiación global horizontal en $[kWh/m^2/d]$ por región. Extraído de [36].

2.4.2. Eólica

Corresponde a la energía que se obtiene a partir del viento. Actualmente se utilizan aerogeneradores para convertir la energía cinética de las masas de aire en energía eléctrica. De este modo, a mayor velocidad del viento promedio, más energía eléctrica se puede generar.

Según el visualizador de potenciales de energía del Ministerio de Energía, como se observa en la Figura 2-18, desde el centro al sur de Chile existen velocidades del viento de muy alta a máxima, respectivamente, lo cual es directamente proporcional a la energía eléctrica que se puede generar por los aerogeneradores. Por otro lado, en el norte existen velocidades del viento máximas, pero estas se encuentran en zonas cercanas a la cordillera de los Andes. En cambio, cerca de la costa se tienen velocidades del viento medias y bajas [37].



Figura 2-18. Velocidad del viento en Chile. Extraído de [37].

Los valores de velocidad del viento promedio en $[m/s]$ por región, medidas a una altura de 100 $[m]$ de la superficie, se observan en la Figura 2-19.

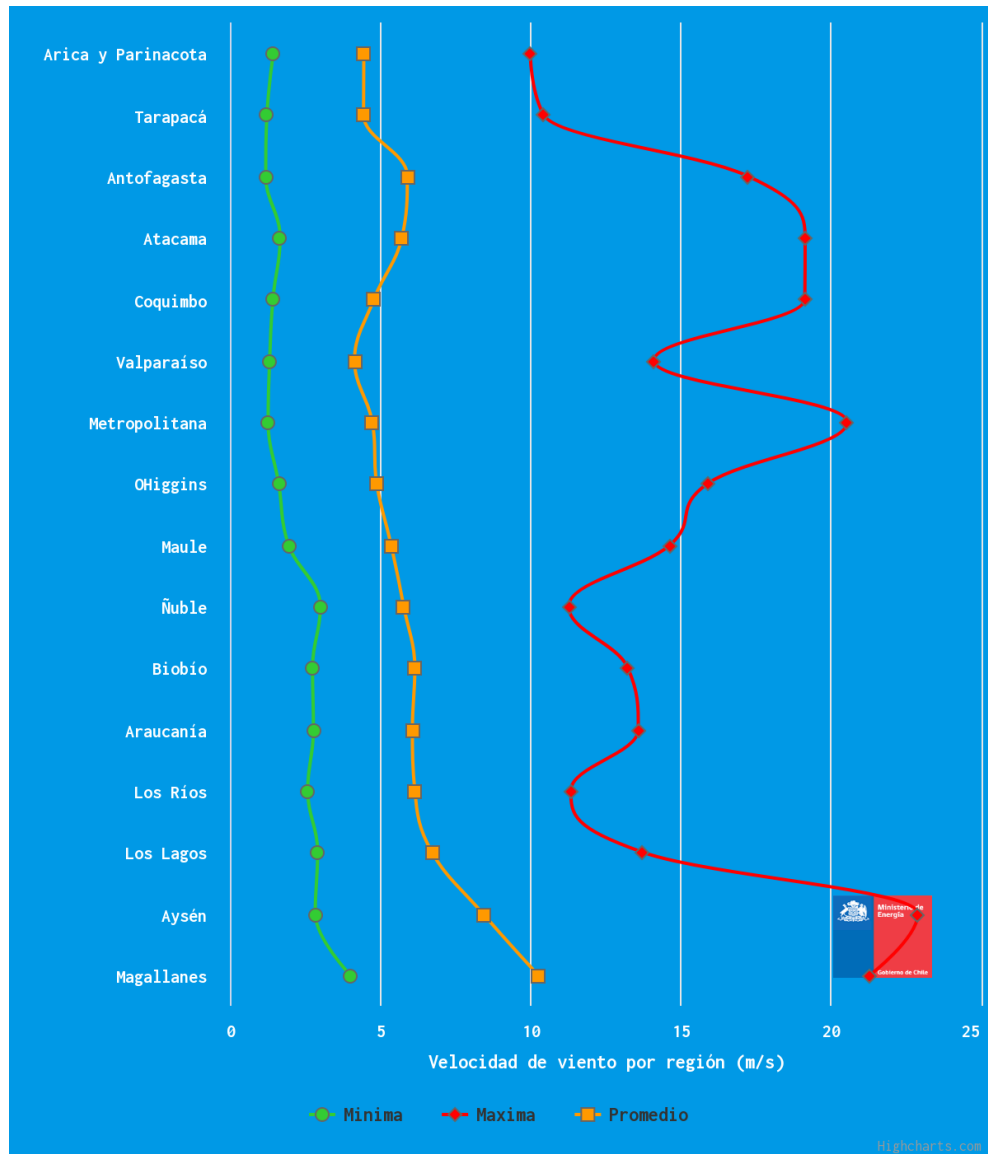


Figura 2-19. Velocidad del viento en $[m/s]$ por región. Extraído de [37].

3. UBICACIÓN DEL PROYECTO IPHRO

En este capítulo se selecciona una localidad adecuada para el desarrollo de un sistema IPHRO. Dentro de los aspectos clave para el éxito de un proyecto de este tipo, se deben considerar variables energéticas, geográficas, hídricas, técnicas, ambientales, sociales, entre otras. Sin embargo, dentro de las consideraciones preliminares de este trabajo, la ubicación del proyecto debe tener las siguientes características:

- Cercanía a la costa, para disponer de acceso al océano.
- Existencia de un cerro o montaña con una diferencia de altura, con respecto al nivel del mar, apta para el almacenamiento por bombeo. Según Slocum et al. (2016) [3], esta elevación debe ser mayor a 500 [msnm].
- Cercanía a un centro de consumo hídrico y/o de energía eléctrica.
- Posibilidad de conexión a la red eléctrica.
- Elevado potencial en algún tipo de energía renovable (como eólica o solar fotovoltaica).

En el estudio de Slocum et al. (2016) [3] se evalúan potenciales ubicaciones para proyectos IPHRO alrededor del mundo mediante un “índice A”, el cual se calcula como el cociente entre la altura geográfica del lugar (Δh) y la distancia al borde costero (L).

$$A - Index = \frac{\Delta h}{L} \quad (9)$$

Este valor aumenta al tener una mayor elevación del reservorio y/o al reducir la cercanía a la costa, lo cual está asociado a un mayor potencial para almacenar energía

En la Figura 3-2 se observa que tres de las cuatro ubicaciones cercanas a Iquique, entre 52 localidades alrededor del mundo analizadas por esos autores, son las que obtienen el mayor “índice A” (Iquique A, D y C). Lo cual indica que tienen un elevado potencial para el desarrollo un proyecto IPHRO. Además, se puede apreciar que el menor potencial energético (eje de abscisas inferior de la Figura 3-2) de las tres es de 113 [*GWh/ciclo*], lo que representa cerca del 50% de la generación eléctrica inyectada en un día promedio del año 2021 en el Sistema Eléctrico Nacional (219,6 [*GWh*]), según Generadoras de Chile [38]. De este modo, si bien este valor es pequeño respecto de otras localidades, se debe comparar con el tamaño de la matriz energética del lugar y, en este caso, no es una limitante para el desarrollo del proyecto IPHROS.

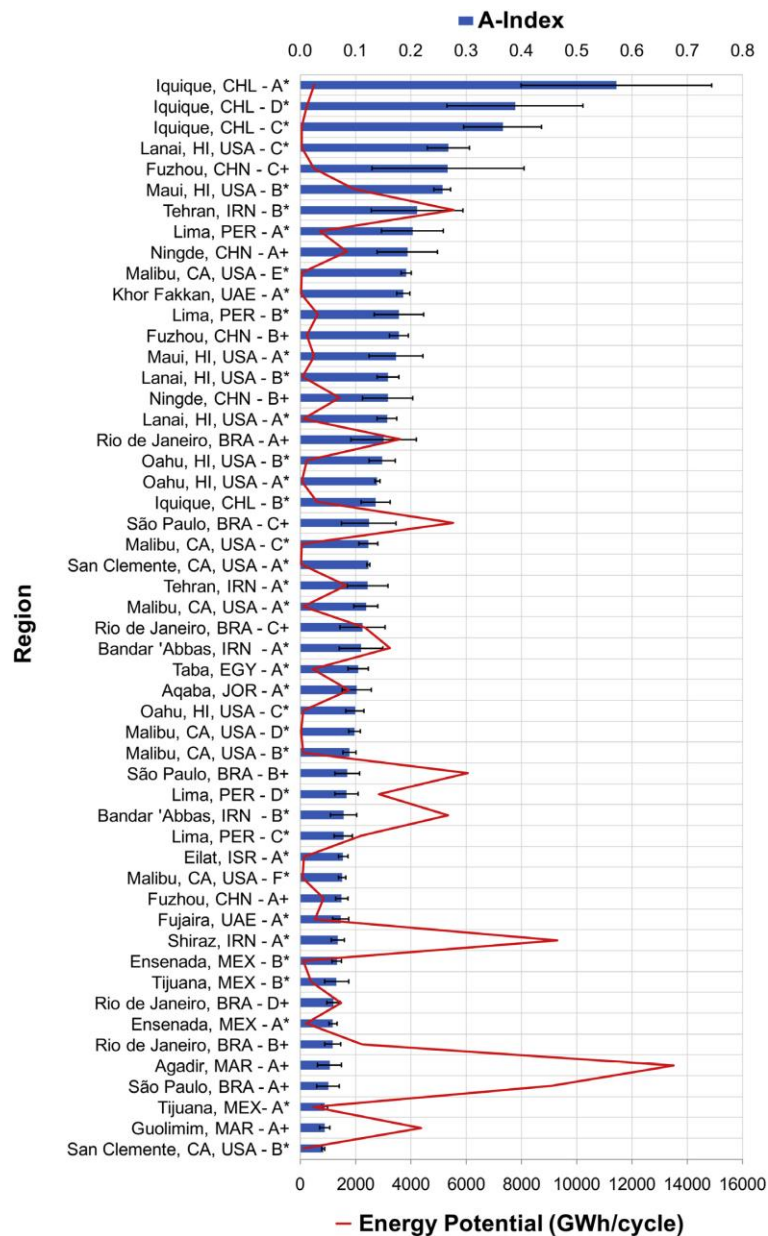


Figura 3-2. “Índice A” de distintas localidades en el mundo. Extraído de [3].

Se inspeccionan las dos ubicaciones con mayor “índice A” mediante el software Google Earth Pro y se aprecia que “Iquique A” se trata de una zona rocallosa y de difícil acceso. Por su parte, “Iquique D” está ubicado cerca de una carretera, por lo que se facilita el acceso para la construcción del proyecto y transporte de materiales y

equipos. De este modo, se selecciona preliminarmente CHL-IQU-D (ver Figura 3-3) para el estudio de factibilidad de este trabajo.

En el marco de la práctica profesional, el autor de este trabajo desarrolló una herramienta de evaluación de localidades para proyectos IPHRO, la cual permite comparar sitios entre sí y generar un ranking con las ubicaciones más propicias. Esta herramienta considera una gran cantidad de variables (de energía, agua, ambientales, sociales y técnicas), como:

- Cercanía a la costa.
- Altura del reservorio.
- Cercanía a una subestación eléctrica.
- Existencia de áreas con protección oficial.
- Existencia de Áreas de Manejo y Explotación de Recursos Bentónicos (AMERB).
- Nivel de industrialización de la zona.
- Existencia de comunidades indígenas.
- Riesgo geotécnico y geológico.
- Daño por colapso del reservorio.
- Idoneidad del reservorio natural.
- Accesos al reservorio y a la desaladora.
- Cercanía al despacho de agua potable.
- Cantidad de habitantes de la zona (capacidad de la desaladora).

Posteriormente, realizó una comparación entre cada variable mediante un proceso de jerarquización analítica, la cual determina ponderaciones para cada criterio y subcriterio de manera que cada una de las variables tenga un peso relativo en la calificación final del lugar. Además, realizó un Site Screening de potenciales ubicaciones para proyectos IPHRO en el borde costero chileno (dentro de las cuales se encuentran las de Chile analizadas en el estudio de Slocum et al.), las que se ingresan

a la herramienta mediante la caracterización de cada sitio y se observa que el lugar seleccionado para este proyecto, “Iquique D”, es apropiado para desarrollar un sistema IPHRO.

En la Figura 3-3 se puede apreciar una vista superior del lugar seleccionado para la construcción del reservorio del proyecto IPHRO, aproximadamente a 13 [km] al sur de la ciudad de Iquique y a 3 [km] del borde costero.



Figura 3-3. Vista superior de la ubicación seleccionada para el reservorio del proyecto IPHRO en “Iquique D”. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.

Por otro lado, en la Figura 3-4, se puede observar una vista isométrica de la localidad seleccionada, donde se destacan las potenciales ubicaciones de:

- La construcción del reservorio (circunferencia), a una elevación sobre el nivel del mar de $h_{res} = 1.070 \text{ [m]}$ en su base.
- La zona de pretratamiento de la planta desaladora (triángulo), a una distancia de $1,2 \text{ [km]}$ del reservorio y a una elevación de $h_{pt} = 950 \text{ [m]}$.
- Los filtros de osmosis y postratamiento de la planta desalinizadora (cuadrado) se ubican a una distancia de $1,6 \text{ [km]}$ del pretratamiento y a una elevación de $h_{RO} = 130 \text{ [m]}$.



Figura 3-4. Vista isométrica de la ubicación seleccionada para el proyecto IPHRO en “Iquique D”. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.

4. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA

En el siguiente capítulo se realiza el estudio de factibilidad técnico-económica del proyecto IPHRO ubicado en la localidad determinada en el capítulo 3.

En el estudio de factibilidad técnica (sección 4.1) se determinan las capacidades de la planta desaladora y la central de almacenamiento por bombeo. Además, se selecciona el tipo de energía renovable a utilizar. Finalmente, se determinan los principales componentes y equipos de cada una de estas tecnologías, de tal manera que se cumplan las especificaciones de cada proyecto.

Por otro lado, en el estudio de factibilidad económica (sección 4.2) se realiza una estimación de los costos de capital inicial (CAPEX) y costos operacionales (OPEX) de cada una de las centrales. Se estiman los ingresos por inyección de energía a la red y venta de agua potable. Finalmente, se determinan los principales indicadores económicos del proyecto (VAN, TIR, ROI y Payback descontado). Además, se realiza un análisis de sensibilidad y se obtienen los indicadores económicos para alternativas con distintas horas diarias de operación de los modos de bombeo y modo de generación de la PSH.

Se estima un horizonte de evaluación de 30 años, debido a que las plantas desaladoras, las centrales de almacenamiento por bombeo y las plantas generadoras a partir de energía renovable corresponden a proyectos de largo plazo. De este modo, con el inicio del proyecto en el año 2022, el término se proyecta para el año 2052.

4.1. Factibilidad técnica

4.1.1. Planta desalinizadora

Existen dos centros de consumo hídrico y energético cerca de la ubicación del proyecto: la ciudad de Iquique y la comuna de Alto Hospicio. Actualmente, se abastecen de agua potable a partir del tratamiento de corrientes subterráneas de agua, a 200 y 100 metros de profundidad, respectivamente, según la empresa sanitaria del sector, Aguas del Altiplano [39].

Como la planta desaladora se planifica en la base del cerro, cerca de la línea de la costa y a una elevación de 130 [msnm] (ver Figura 3-4), con este proyecto se decide abastecer la demanda hídrica de la población de Iquique, debido a que el transporte de agua potable requiere una menor cantidad de energía en el bombeo hacia esta ciudad en comparación con la requerida para abastecer a la comuna de Alto Hospicio, producto de las diferencias en elevaciones medias: 52 [msnm] en Iquique [40] y 600 [msnm] en Alto Hospicio [41].

4.1.1.1. Capacidad de la planta desaladora

Según la OMS, el suministro óptimo de agua potable, para mantener una adecuada hidratación, preparación de alimentos e higiene, es de 100 a 200 litros por persona por día como promedio [42]. De este modo, para determinar la capacidad ideal de la planta desaladora, se utiliza el valor central de este rango, correspondiente a $150 \left[\frac{L}{d \cdot pers.} \right]$. Además, se proyecta la cantidad de habitantes a abastecer de agua potable en Iquique, al año de finalización del proyecto (2052).

En un estudio del Instituto Nacional de Estadísticas [43], se proyecta la cantidad de habitantes de la región de Tarapacá del año 2002 al 2035, con datos base hasta el

censo del año 2017. A partir de estas proyecciones, se crea una línea de tendencia polinómica de grado dos⁸ mediante el software Microsoft Excel y se genera la curva extrapolada de la Figura 4-1, cuya ecuación es:

$$Hab. = -58,9 \cdot año^2 + 24,4 \cdot 10^4 \cdot año - 25,2 \cdot 10^7 \quad (10)$$

De este modo, mediante la ecuación (10), se estima que la cantidad de habitantes de la región de Tarapacá al año 2052 ($Hab.Tarapacá_{@2052}$) será de 509.727 personas (cuadrado de la Figura 4-1).

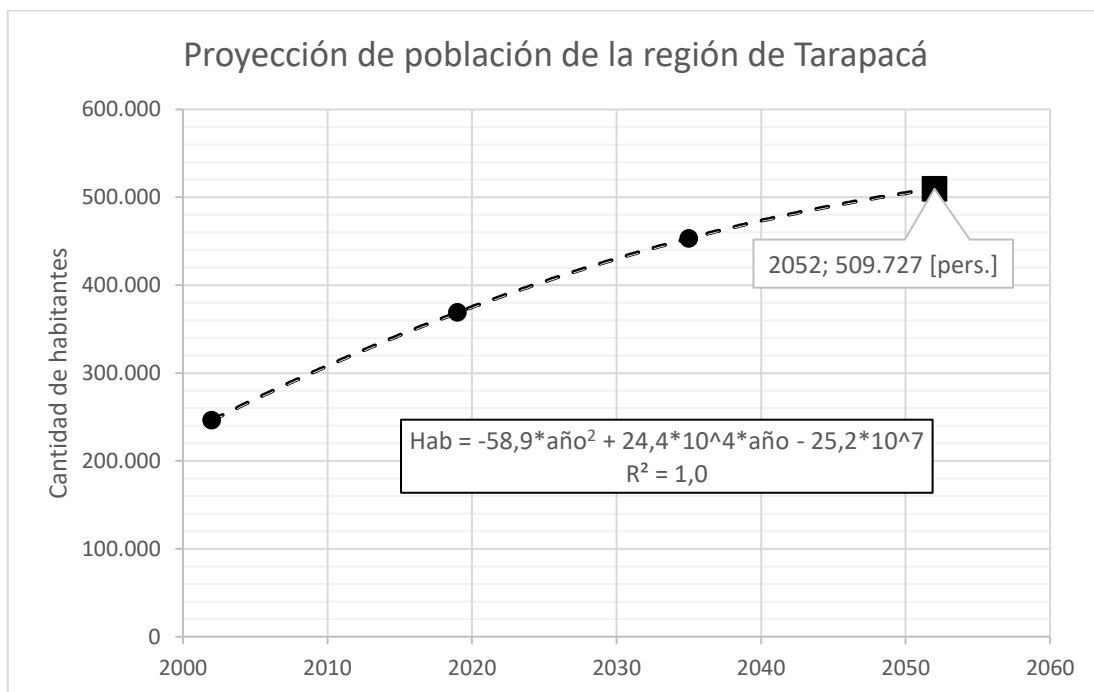


Figura 4-1. Proyección de la población (círculos) de la región de Tarapacá entre el 2002 y el 2035 según el INE. Línea de tendencia polinómica de grado 2 (curva segmentada) y estimación de la población al año 2052 (cuadrado). Elaboración propia a partir de [43].

⁸ Esta se selecciona al ser la línea de regresión con un coeficiente de determinación R^2 más cercano a 1, por lo que el modelo se ajusta de mejor manera a los datos con esta línea de tendencia.

Por otra parte, según el censo del año 2017 [44], de un total de 330.558 habitantes de la región de Tarapacá, un 57,9% pertenecía a la comuna de Iquique, lo que corresponde a 191.468 personas (ver Figura 4-2).

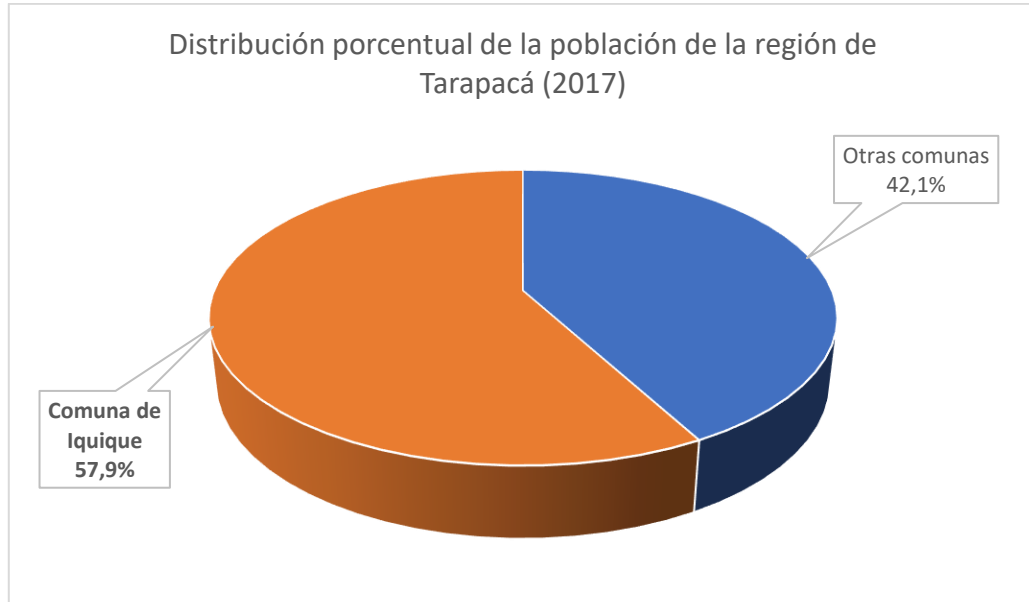


Figura 4-2. Distribución porcentual de los habitantes de la región de Tarapacá que viven en la comuna de Iquique y en otras comunas según el censo del año 2017. Elaboración propia a partir de [44].

De esta manera, se considera que al año 2052 se mantiene la misma proporción entre los habitantes de la comuna de Iquique y la región de Tarapacá. Por lo tanto, de los 509.727 habitantes de la región de Tarapacá al año 2052 ($Hab. Tarapacá_{@2052}$), la población de la comuna de Iquique a abastecer de agua potable con el proyecto ($Hab. Iquique_{@2052}$) corresponde a 295.247 personas.

Así, con la población de Iquique al 2052 estimada anteriormente y los $150 \left[\frac{L}{d \cdot pers.} \right]$ necesarios para el acceso hídrico óptimo, se obtiene una capacidad de producción de agua potable de la planta desalinizadora de $\dot{V}_{H_2O} = 1,85 \cdot 10^3 [m^3/h]$.

4.1.1.2. Alimentación de agua de mar

A partir del caudal de agua potable a producir ($\dot{V}_{H_2O}$), se seleccionan los sistemas desalinizadores de agua de mar (SWRO) marca Pure Aqua, Inc., modelo SW-660K-18880 [45]. Sus principales parámetros operacionales se encuentran en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1

Parámetros operacionales del sistema desalinizador Pure Aqua, Inc., modelo SW-660K-18880.

Principales especificaciones de operación del sistema SWRO	
Caudal de permeado	2.500 [m^3/d]
T° máxima de agua de alimentación	42 [$^\circ C$]
Presión de agua de alimentación	40 a 80 [psi]
Presión de operación	700 a 1.000 [psi]
TDS de agua de alimentación	10.000 - 42.000 [ppm]
Rango de tolerancia de pH	3-11

Nota. Elaboración propia a partir de [45].

Con el caudal de permeado de 2.500 [m^3/d] cada sistema desalador y el caudal de agua potable a producir ($\dot{V}_{H_2O}$), se determina que se necesitan 18 sistemas desaladores para cubrir los requerimientos de la planta desalinizadora.

Se estima que los módulos desalinizadores tienen una tasa de recuperación de $\eta_{rr} = 45\%$, según información de ALADYR [12]. De esta manera, para lograr la producción de agua potable determinada en el proyecto (Q_{H_2O}), se necesita un caudal de alimentación de agua de mar de $\dot{V}_{sw} = 4,10 \cdot 10^3$ [m^3/h], a partir de la ecuación (4).

Además, a partir de la ecuación (5), se calcula que se rechaza un caudal de salmuera de $\dot{V}_{br} = 2,26 \cdot 10^3 [m^3/h]$. El resumen con los caudales de la planta desalinizadora se muestra en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2

Flujos asociados a la planta desaladora

Caudales [m^3/h]	
Producción de agua desalinizada ($\dot{V}_{H_2O}$)	1.845
Agua de alimentación ($\dot{V}_{sw}$)	4.100
Salmuera de rechazo ($\dot{V}_{br}$)	2.255

Cabe destacar que, para mantener una producción ininterrumpida de agua potable, los valores de la Tabla 4-2 son iguales en el modo de bombeo y en el modo de generación.

4.1.1.3. Energía requerida para la desalinización

Como la energía requerida⁹ en la planta desalinizadora será abastecida directamente con la presión hidrostática del agua del reservorio, de tal manera de prescindir de bombas de alta presión, se debe verificar que la altura del reservorio (h_{res}) sea suficiente para que el agua atraviese el pretratamiento (ya que los filtros seleccionados requieren de este proceso previo a su utilización) y la etapa de osmosis inversa, considerando además una estimación de las pérdidas de carga primarias¹⁰ en la conducción del agua hasta la planta RO.

⁹ Corresponde a la diferencia de presión necesaria para que el agua de alimentación atraviese las etapas de desalinización.

¹⁰ Se consideran solamente las pérdidas de carga asociadas al roce entre el fluido y la superficie interna del conducto, ya que se estima que las pérdidas secundarias son una fracción pequeña en comparación con las primarias, producto del largo de la tubería. Sin embargo, en los estudios de ingeniería de detalle, este valor se debe considerar.

A partir de la ecuación de presión hidrostática de un fluido, se obtiene la altura de este (h) en $[mca]$ de la ecuación (11), que relaciona la presión hidrostática (p) con la densidad del fluido (ρ) y la aceleración de gravedad (g).

$$h = \frac{p}{\rho \cdot g} \quad (11)$$

Con la ecuación (11), los valores máximos de presión de agua de alimentación y presión de operación de los sistemas SWRO (ver Tabla 4-1) y la densidad del agua de mar en Iquique ($\rho_{sw} = 1025,6 [kg/m^3]$, según el Instituto de Fomento Pesquero [46]), se determina que la altura requerida para la osmosis inversa es de $h_{req,RO} = 740 [mca]$. Por otro lado, se estima una presión de $6,1 [bar]$ requerida para el pretratamiento, el cual está compuesto por: $0,1 [bar]$ para la microfiltración, $1 [bar]$ para la ultrafiltración y $5 [bar]$ para la nanofiltración, según el estudio de Kavitha et al. (2019) [47]. De este modo, con la presión anterior y la ecuación (11), se determina que la altura requerida para el pretratamiento es de $h_{req,pt} = 61 [mca]$. Finalmente, se estiman pérdidas de carga de un 3% del largo de los ductos, por lo que, con $2,8 [km]$ de tuberías (ver Figura 3-4), se tiene una altura asociada a las pérdidas primarias de $h_f = 112 [mca]$. Por consiguiente, a partir de la ecuación (12), se calcula que la altura mínima requerida por el reservorio es de $h_{mín,res} = 1.043 [msnm]$.

$$h_{mín,res} = h_{req,RO} + h_{req,pt} + h_f + h_{RO} \quad (12)$$

De esta manera, la presión hidrostática permite desalinizar el agua de alimentación, ya que la altura de la base del reservorio ($h_{res} = 1.070 [msnm]$) es mayor a la altura mínima requerida ($h_{res} > h_{mín,res}$). Sin embargo, para mantener un caudal constante de producción de agua potable, se requiere una diferencia de presión constante, por lo que se debe utilizar algún componente como una válvula reguladora de presión para reducir la altura de la columna de agua (variable además por el vaciado y llenado del reservorio) a la demandada por el proceso de desalinización.

4.1.2. Central de almacenamiento por bombeo

Para reducir el impacto ambiental que implica verter la salmuera al océano, se planifica el sistema integrado con dos fases de operación en un mismo día, de tal manera que la planta desaladora produzca agua potable de forma ininterrumpida, sin la necesidad de almacenar la salmuera durante las horas de bombeo.

De este modo, durante una primera etapa (modo de bombeo), una fracción del agua del reservorio se envía a la planta desaladora y la salmuera de rechazo de esta se mezcla con el agua de mar bombeada. Así, la mezcla se eleva al reservorio superior (ver Figura 4-3).

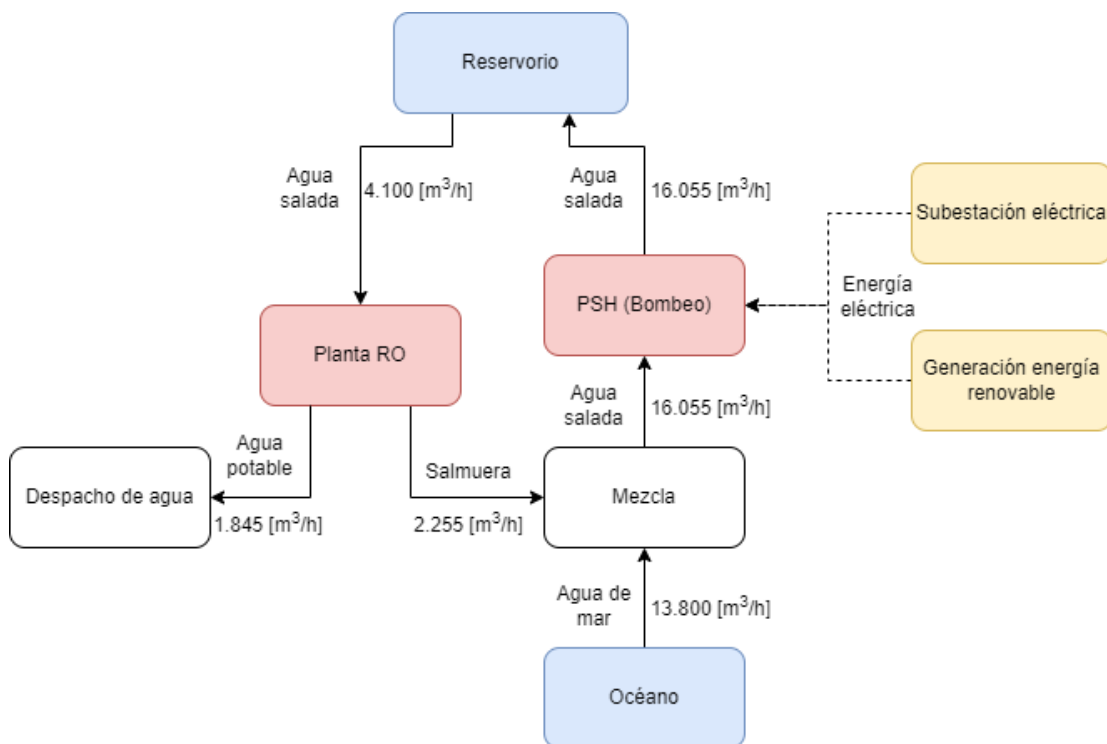


Figura 4-3. Modo de bombeo de la central PSH. El agua de mar se mezcla con la salmuera de rechazo de la planta desaladora y se eleva la mezcla (agua salada) al reservorio superior.

Posteriormente, durante la segunda etapa (modo de generación), se continúa enviando una fracción del agua del reservorio a la planta desaladora para producir agua potable, sin embargo, la salmuera de rechazo se mezcla con la rama del reservorio que atraviesa a la turbina para generar energía eléctrica e inyectarla a la red. Finalmente, se vierte al océano la mezcla, cuya salinidad es menor a la que tendría la salmuera en una desaladora convencional, por lo que se reduce el impacto ambiental que provoca esta operación al favorecer la dilución de la mezcla vertida (ver Figura 4-4).

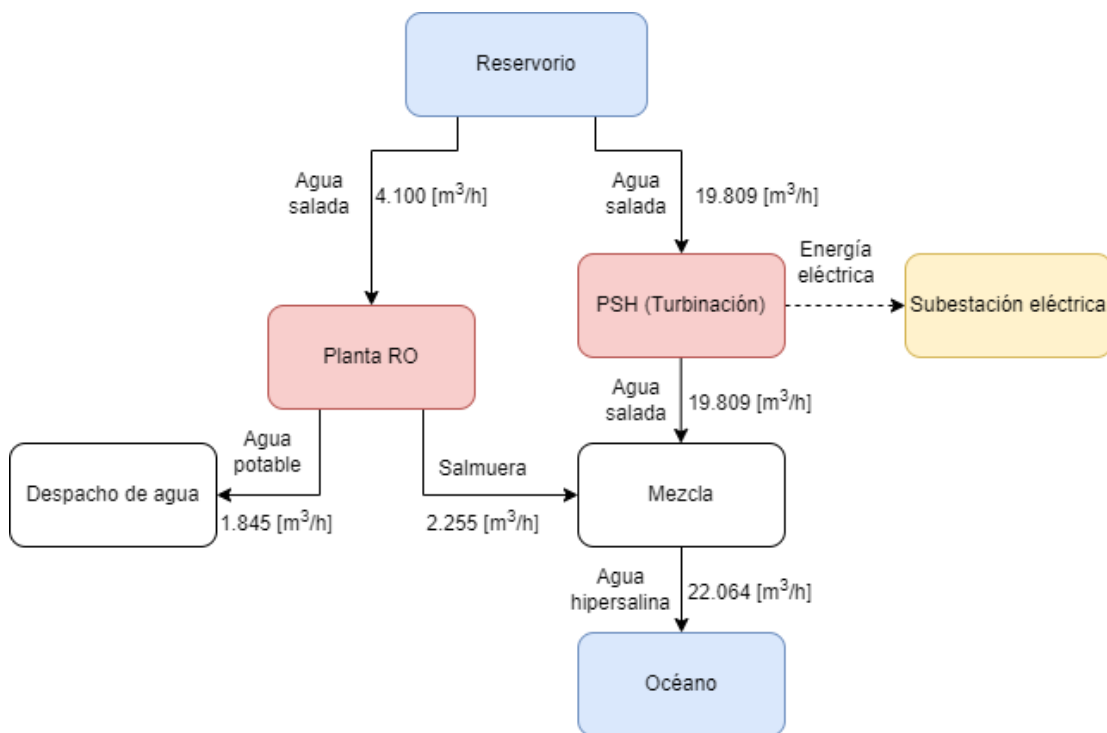


Figura 4-4. Modo de generación de la central PSH. Una fracción del agua salada del reservorio se turbinata y, posteriormente, se mezcla con la salmuera de rechazo de la planta desaladora, lo que produce agua hipersalina que se vierte al océano.

4.1.2.1. Tiempo de los modos de bombeo y generación

Se determina una cantidad fija de horas diarias de bombeo y turbinación para todo el año, de tal manera que las turbomáquinas a seleccionar (bombas y turbinas)

Se utiliza un número entero para las horas diarias de bombeo, debido a que el costo marginal (CMg) de la energía varía de manera horaria, como se observa en la Figura 4-6.

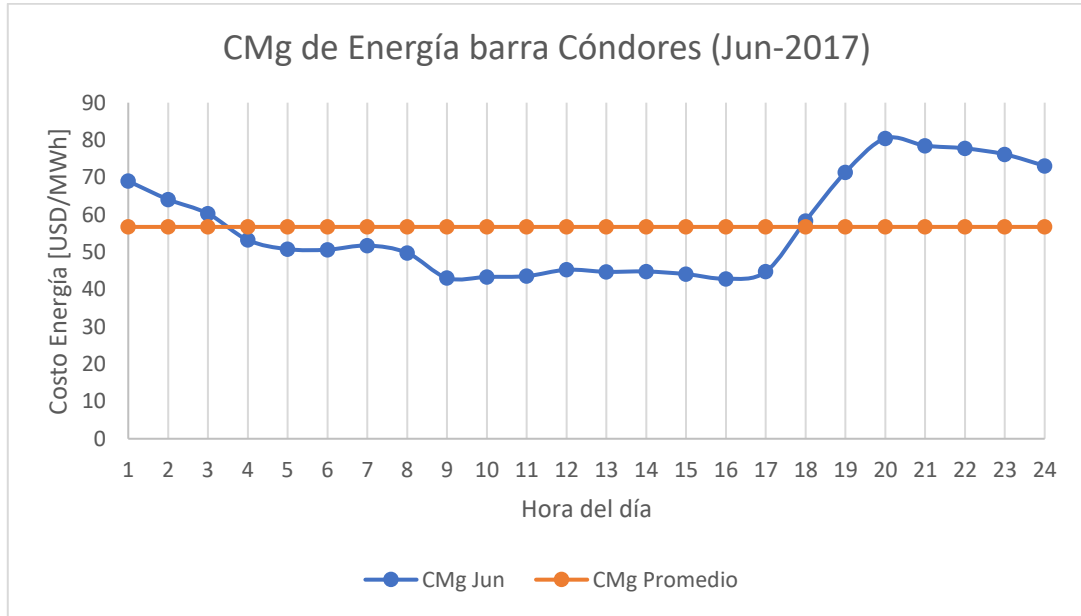


Figura 4-6. Promedio horario (puntos azules) de los costos marginales de la energía en la barra Cóndores (220 kV) de junio del año 2017. Además, se genera una recta con el costo marginal promedio mensual (línea anaranjada). Elaboración propia, extraído de [48].

De este modo, a partir del análisis de sensibilidad explicado en la sección 4.2.3.1, se determina una cantidad diaria de horas de bombeo de $t_p = 16 [h]$.

La central de almacenamiento opera en el modo de bombeo en las horas con menores costos marginales de la energía y, en el modo de generación, en las horas con mayores costos. Por lo que, a partir de las horas de bombeo (t_p), las horas diarias de generación (funcionamiento de la turbina) corresponden a $t_t = 8 [h]$.

4.1.2.2. Salinidad del agua del reservorio y de la salmuera de rechazo

Como en el modo de bombeo se produce agua potable, existe salmuera de rechazo que se mezcla con el agua de mar bombeada. De este modo, la mezcla que se eleva al reservorio tiene una salinidad mayor a la del agua de mar por sí sola. Por lo que, a partir de las especificaciones técnicas de los filtros de osmosis seleccionados (ver Tabla 4-1) y, para que el agua del reservorio se encuentre dentro del rango de operación de las membranas de la planta desaladora, se define una salinidad máxima de la mezcla de $S_{res} = 40.000 [ppm]$.

Mediante la ecuación (13) obtenida con conservación de masa (ver Anexo A) y, a partir del porcentaje de recuperación de los filtros ($\eta_{rr} = 45\%$), la densidad del agua destilada a $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\rho_{H_2O} = 997 [kg/m^3]$ según Cengel [49]) y la densidad del agua de mar en Iquique (ρ_{sw}) según el Instituto de Fomento Pesquero [46], se obtiene la densidad de la salmuera de rechazo de $\rho_{br} = 1.049,0 [kg/m^3]$.

$$\rho_{br} = \frac{\rho_{sw} - \rho_{H_2O} \cdot \eta_{rr}}{1 - \eta_{rr}} \quad (13)$$

Luego, se utiliza la planta desaladora como volumen de control y se asume que el agua que ingresa a ella desde el reservorio ($\dot{V}_{sw}$) es una mezcla entre el agua desalinizada ($\dot{V}_{H_2O}$) y la salmuera de rechazo ($\dot{V}_{br}$), que corresponden a los dos flujos obtenidos como producto de la desalinización. A partir de lo anterior y de la ecuación (1), se obtiene la ecuación (14) (ver Anexo B).

$$S_{br} = \frac{S_{res} \cdot \dot{V}_{sw} \cdot \rho_{sw}}{\dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}} \quad (14)$$

Posteriormente, mediante la ecuación (14), se calcula que la salinidad de la salmuera de rechazo de la planta desaladora es de $S_{br} = 71.104 [ppm]$.

4.1.2.3. Capacidad de la central de almacenamiento por bombeo

Se estima que la eficiencia total de la central de almacenamiento corresponde al menor valor del rango determinado en el estudio de Levine (2007) [25]. De este modo, la eficiencia total de la central PSH del presente estudio es $\eta_{PSH} = 80\%$.

Para calcular las eficiencias del modo de bombeo (η_p) y del modo de generación (η_t) se asume, como aproximación, que estas son iguales ($\eta_p = \eta_t$). De esta manera, a partir de la ecuación (6) y la eficiencia total de la central PSH (η_{PSH}), se tiene que las eficiencias de cada modo de operación son: $\eta_p = \eta_t = 89,4\%$.

Luego, para definir la capacidad de la central de almacenamiento, se determina la potencia requerida por las bombas y turbinas en el modo de bombeo y generación, respectivamente.

- Modo de bombeo

Se calcula el caudal de agua a bombear al reservorio ($\dot{V}_{pw}$). Para ello, se utiliza el reservorio durante el modo de bombeo como volumen de control, al que llega una mezcla de agua de mar ($\dot{V}_{sw,lq}$) y salmuera de la planta desaladora ($\dot{V}_{br}$), con proporciones tales que la mezcla no supere la salinidad máxima del reservorio (S_{res}). A partir de lo anterior y de la ecuación (3), se obtiene la ecuación (15) (ver Anexo C).

$$\dot{V}_{pw} = \frac{\dot{V}_{br} \cdot [S_{res} \cdot (\rho_{sw} - \rho_{br}) - \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} + \rho_{br} \cdot S_{br}]}{\rho_{sw} \cdot (S_{res} - S_{sw,lq})} \quad (15)$$

Posteriormente, mediante la ecuación (15) y la salinidad del agua de mar en Iquique ($S_{sw,Iq} = 34.800 [ppm]$, según el Instituto de Fomento Pesquero [46]), se obtiene el caudal de agua a bombear al reservorio de $\dot{V}_{pw} = 16.055 [m^3/h]$.

Con el caudal de agua a bombear al reservorio ($\dot{V}_{pw}$) y la ecuación (7), se calcula que la potencia requerida para el modo de bombeo es de $P_p = 53,6 [MW]$.

Para el modo de bombeo de la central de almacenamiento se diseñan dos estaciones de bombeo:

Para la primera estación, asociada al sistema de captación de agua de mar, se selecciona la bomba marca Sulzer, serie SMD [50], cuyas principales especificaciones técnicas se encuentran en la Tabla 4-3. Con solo una de estas bombas, es posible bombear el agua de mar de alimentación ($\dot{V}_{sw,Iq} = \dot{V}_{pw} - \dot{V}_{br} = 13.800 [m^3/h]$) desde el océano hasta el mezclador (ver Figura 4-3), el cual se encuentra a una elevación de aproximadamente $130 [msnm]$ (cercana a la de la planta RO, para facilitar la mezcla entre salmuera y agua de mar), sin embargo, se seleccionan dos de estas bombas para mantener el suministro en caso de que una de ellas falle. Se subestima la eficiencia del bombeo en el tramo océano-mezclador como si fuera la eficiencia del tramo completo del modo de bombeo (η_p). Además, se asume que el agua de mar se capta a $30 [mbnm]$. De esta manera, la bomba debe alcanzar una altura neta de $h_{p,1} = (130 + 30)/0,894 = 179 [m]$. Lo que, en términos de presión, a partir de la ecuación (11), es igual a $p_{p,1} = 18 [bar]$. De este modo, la bomba seleccionada cumple los requerimientos de capacidad de bombeo, elevación y presión (ver Tabla 4-3).

Tabla 4-3

Parámetros operacionales de la bomba de succión doble y carcasa dividida axialmente, marca Sulzer, serie SMD, seleccionada para el sistema de captación de agua de mar.

Principales especificaciones de operación	
Capacidades	200 a 25.000 [m^3/h]
Alturas	hasta 260 [m]
Presiones	hasta 34 [bar]
Temperaturas	hasta 140 [$^{\circ}C$]

Nota. Elaboración propia a partir de [50].

Para la segunda estación de bombeo (bombas elevadoras del tramo mezclador-reservorio) se selecciona la bomba de alta presión marca KSB, modelo HGM-RO [51] (ver Figura 0-1). Con el caudal de agua a bombear ($\dot{V}_{pw}$) y las especificaciones técnicas de la bomba seleccionada (ver Figura 0-2), se calcula que se necesitan 11 de ellas, conectadas en paralelo, para elevar el agua salada desde el mezclador hacia el reservorio, a una altura bruta de: $h_{res} - h_{RO} = 940$ [m]. Se subestima la eficiencia del bombeo en el tramo mezclador-reservorio como si fuera la eficiencia del tramo completo del modo de bombeo (η_p). De esta manera, la bomba debe alcanzar una altura neta de $h_{p,2} = 940/0,894 = 1.051$ [m]. Lo que, en términos de presión, a partir de la ecuación (11), es igual a $p_{p,2} = 106$ [bar], menor a la presión de descarga de la bomba de 120 [bar] (ver Tabla 4-3).

Por otro lado, las bombas seleccionadas para las dos estaciones pueden ser manufacturadas con acero inoxidable dúplex y/o superdúplex, lo que les otorga una elevada resistencia a la corrosión y abrasión que ofrece la operación con agua de mar y salmuera.

- Modo de generación

El caudal de agua del reservorio disponible para turbinar durante el modo de generación corresponde a la resta entre el volumen bombeado ($\dot{V}_{pw} \cdot t_p$) y el volumen necesario para producir agua potable ($\dot{V}_{sw}[t_p + t_t]$), sobre las horas de operación del modo de generación (t_t). De este modo, a partir de la ecuación (16), se calcula que este caudal corresponde a $\dot{V}_{tw} = 19.809 [m^3/h]$.

$$\dot{V}_{tw} = \frac{\dot{V}_{pw} \cdot t_p - \dot{V}_{sw}(t_p + t_t)}{t_t} \quad (16)$$

A partir de lo anterior y, mediante la ecuación (8), se calcula que la potencia generada al turbinar el agua del reservorio que no es usada para desalinizar ($\dot{V}_{tw}$), corresponde a $P_t = 52,9 [MW]$.

Con la potencia a turbinar (P_t), la altura neta de: $h_{res} \cdot \eta_t = 957 [m]$ y los rangos de operación de la división de turbomáquinas para pequeña hidroelectricidad de ANDRITZ [52], se determina que se requieren dos turbinas Pelton de esta marca, de $30 [MW]$ cada una (ver Figura 4-7). Además, se recomienda revestir las cucharas de las turbinas con acero inoxidable superdúplex, por ejemplo, mediante el proceso de manufactura aditiva de Deposición de Energía Dirigida (DED, más información en el estudio de Dass y Moridi (2019) [53]) a partir del polvo de superdúplex desarrollado por Sandvik y BEAMIT [54], para reducir la corrosión y abrasión producto de la operación con agua de mar.

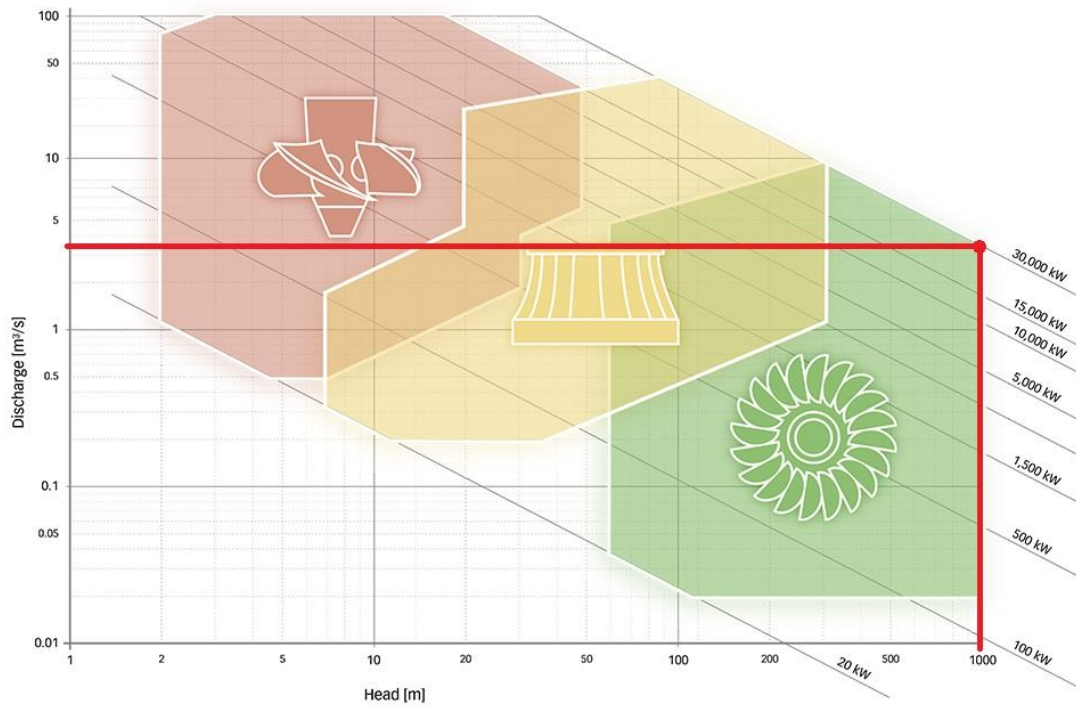


Figura 4-7. Rangos de operación de la división “Compact Hydro” de ANDRITZ y punto de operación de las dos turbinas Pelton del modo de generación. Elaboración propia a partir de [52].

Otra alternativa a considerar es el uso de las turbinas Pelton ERT Calder, marca Flowserve ® [55]. Si bien están diseñadas como dispositivos de recuperación de energía de la salmuera de las plantas desalinizadoras por osmosis inversa, existen unidades más grandes (diseños especiales a pedido) que se adecuan a aplicaciones de agua salada y salobre, debido a su construcción con acero inoxidable superdúplex.

Con respecto a la capacidad diaria de almacenamiento de la central PSH (E_{alm}), esta corresponde a la energía generada al turbinar (E_t) previo a la pérdida por la eficiencia del modo de generación (η_t):

$$E_{alm} = \frac{E_t}{\eta_t} \quad (17)$$

De esta manera, a partir de la ecuación anterior y, al modificar la ecuación (8), se obtiene la ecuación (18).

$$E_{alm} = \rho \cdot \dot{V}_{tw} \cdot g \cdot h \cdot t_t \quad (18)$$

Por lo que la capacidad diaria de almacenamiento de la central PSH corresponde a $E_{alm} = 473 [MWh]$.

4.1.2.4. Salinidad de la mezcla vertida al océano

Durante el modo de generación se vierte agua hipersalina al océano. Por lo que, para calcular la salinidad de esta mezcla, se utiliza el mezclador como volumen de control (ver Figura 4-4) y se asume que el agua hipersalina que sale de este ($\dot{V}_{hw}$) es una mezcla entre el agua salada del reservorio que atraviesa la turbina ($\dot{V}_{tw}$) y la salmuera de rechazo de la planta RO ($\dot{V}_{br}$). De este modo, a partir de lo anterior y de la ecuación (1), se obtiene la ecuación (19) (Anexo E).

$$S_{hw} = \frac{S_{res} \cdot \dot{V}_{tw} \cdot \rho_{sw} + S_{br} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}{\dot{V}_{tw} \cdot \rho_{sw} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}} \quad (19)$$

Posteriormente, mediante la ecuación (19), se calcula que la salinidad de la mezcla vertida al océano es de $S_{hw} = 43.244 [ppm]$.

4.1.2.5. Porcentaje de reducción de salinidad de la mezcla vertida

Para evidenciar cuánto se diluye la mezcla vertida al océano ($\dot{V}_{hw}$), se calcula el porcentaje de reducción de salinidad de esta en comparación con la salinidad que tendría la salmuera en una planta SWRO convencional ($S_{br,SWRO}$). Para lograrlo, se modifica la ecuación (14) y se asume que se desala a partir de agua de mar en vez de agua con la salinidad del reservorio, con lo cual se obtiene la ecuación (20).

$$S_{br,SWRO} = \frac{S_{sw,Iq} \cdot \dot{V}_{sw} \cdot \rho_{sw}}{\dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}} \quad (20)$$

A partir de lo anterior, la salinidad de la salmuera en una planta SWRO convencional corresponde a $S_{br,SWRO} = 61.861 [ppm]$.

De este modo, con la ecuación (21), se calcula que la reducción porcentual de salinidad de la mezcla hipersalina vertida al océano es de 30,1%.

$$Reducción\ Salinidad = \frac{S_{br,SWRO} - S_{hw}}{S_{br,SWRO}} \cdot 100 \quad (21)$$

De lo anterior se observa que, gracias a la integración de las tecnologías del proyecto, existe una reducción de la salinidad de la mezcla vertida al océano de alrededor de un tercio de la salinidad de la salmuera de una planta desalinizadora de agua de mar, lo que implica una menor dificultad en la dilución de esta a partir de difusores, con respecto a una desaladora convencional.

4.1.3. Central generadora a partir de energía renovable

Para reducir la huella de carbono asociada a la extracción de energía de la red, se diseña una central generadora que suple la demanda energética de la central de almacenamiento en el modo de bombeo durante todos los días del año, lo que incluye la energía necesaria tanto para la desalación como para el almacenamiento de energía potencial gravitatoria que será inyectada a la red. De esta manera, el proyecto no solo servirá para aplanar la curva de generación eléctrica y ser un respaldo para la matriz energética, sino que podrá aumentar la participación de energías renovables en el Sistema Eléctrico Nacional.

4.1.3.1. Selección de tecnología renovable

Según el Ministerio de Energía, en el lugar de emplazamiento del proyecto existe un bajo potencial eólico, con velocidades del viento promedio menores a 4 [m/s] (ver Figura 4-8).

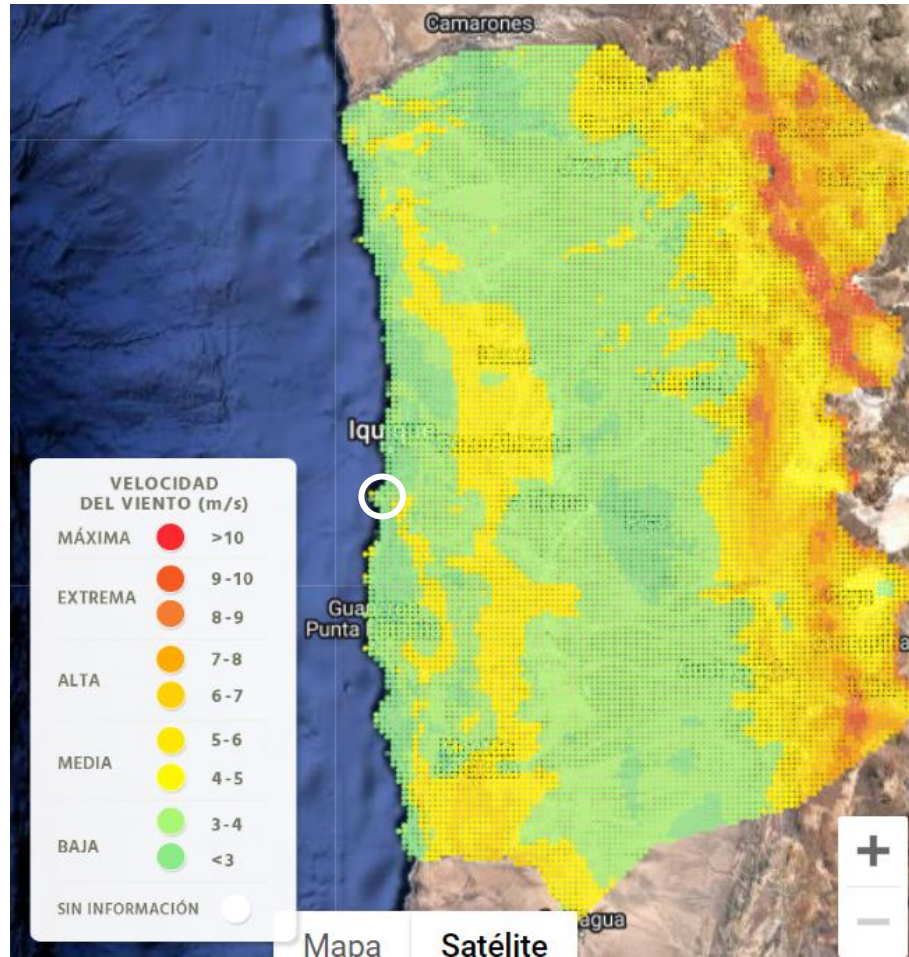


Figura 4-8. Potencial eólico de la región de Tarapacá. Se observa en un círculo blanco la ubicación del proyecto. Elaboración propia extraído de [56].

Por otro lado, existe un elevado potencial solar fotovoltaico en la Región de Tarapacá. Específicamente, en el área del proyecto, hay una radiación global horizontal extrema, mayor a $6 \left[\frac{kWh}{m^2 \cdot d} \right]$ (ver Figura 4-9).

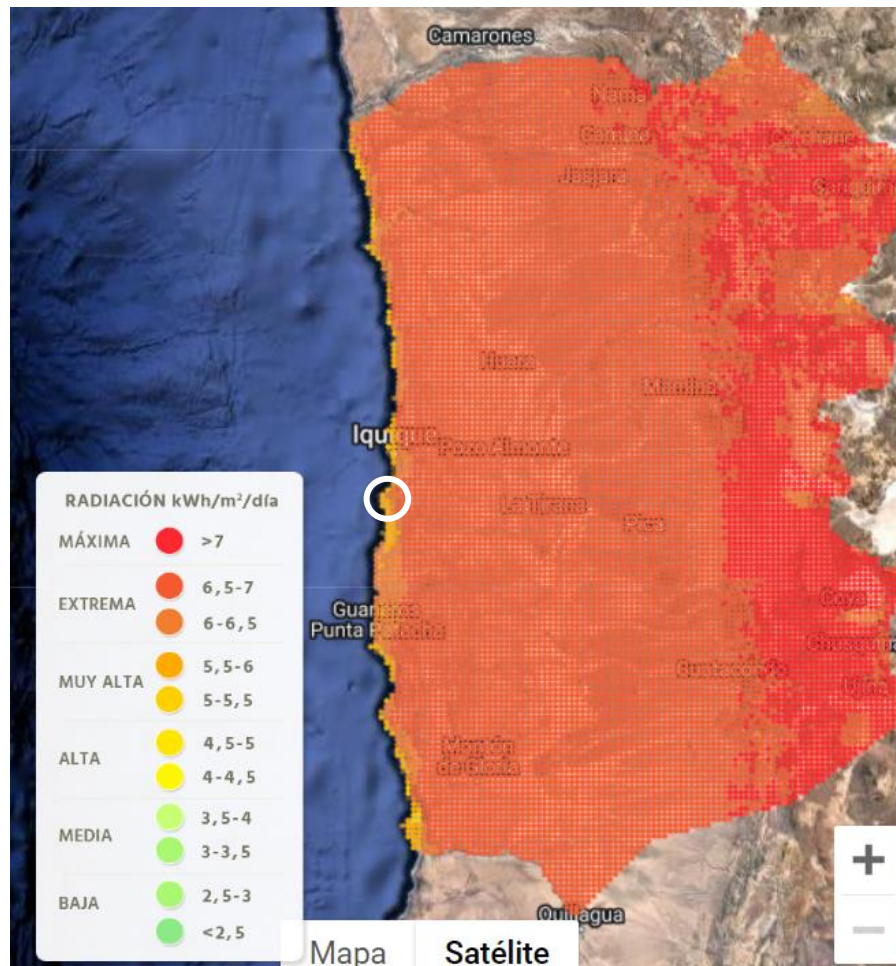


Figura 4-9. Potencial solar de la región de Tarapacá. Se observa en un círculo blanco la ubicación del proyecto. Elaboración propia extraído de [57].

De este modo, se selecciona la tecnología solar fotovoltaica para la energización de la central de almacenamiento.

4.1.3.2. Capacidad planta solar fotovoltaica

A partir de la potencia del modo de bombeo (P_p), sus horas de operación (t_p) y los 30 días del mes de junio, se calcula que la energía mensual necesaria en dicho mes (que corresponde al mes con menor generación solar fotovoltaica en el norte de Chile,

por lo que representa la cota inferior de generación renovable) corresponde a $E_{p,junio} = 25,74 \text{ [GWh]}$.

Luego, con la herramienta de cálculo de sistemas fotovoltaicos del explorador solar del Ministerio de Energía [58], se determina que se necesita una planta fotovoltaica con una capacidad instalada de $P_{pV} = 193 \text{ [MW]}$, compuesta por paneles monofaciales de seguimiento en un eje (eje N-S, seguimiento E-O), para abastecer la demanda energética de la central de almacenamiento durante el mes de junio (ver Figura 4-10).

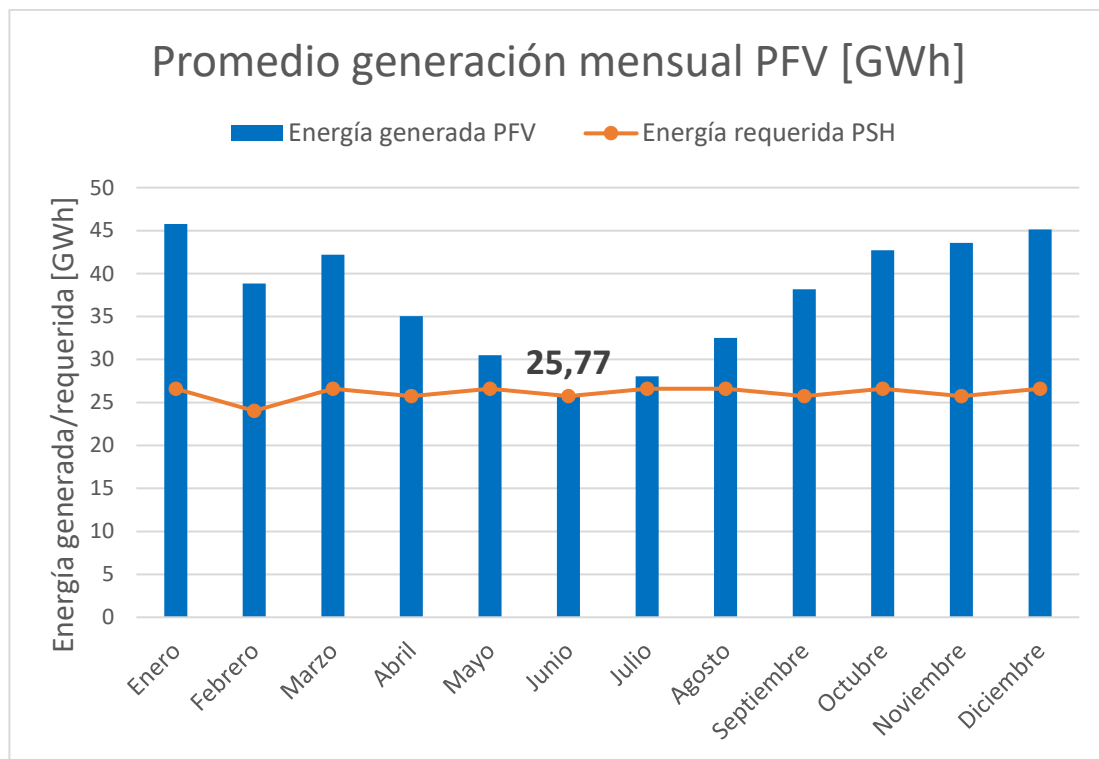


Figura 4-10. Promedio de generación mensual de la PFV de 193 [MW] (barras) y energía requerida por la central PSH (puntos). Elaboración propia a partir de [58].

En la Figura 4-10 se puede observar la energía mensual requerida por la central de almacenamiento (puntos), obtenida a partir de la potencia del modo de bombeo (P_p), sus horas de operación (t_p) y los días de cada mes. De este modo, los meses en los

cuales la energía generada por la PFV supera el consumo de la central PSH, se inyecta este excedente de generación al SEN.

La planta fotovoltaica se diseña con ubicación en la latitud $20,3338^{\circ}$ S y longitud $70,1026^{\circ}$ W, a 10 [km] al sur de la subestación eléctrica Cóndores y 5 [km] al noreste de la caverna de máquinas¹¹ del proyecto IPHRO (ver Figura 4-11).



Figura 4-11. PFV (centro de la imagen) y barra Cóndores (esquina superior izquierda). Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.

Por otro lado, la PFV cubre un área aproximada de 121 [ha] (un sector de 57[ha] y otro de 64[ha], separados por un camino). Además, su forma se determina

¹¹ La caverna de máquinas se encuentra cerca de los filtros de osmosis de la planta desaladora (cuadrado de la Figura 4-11), pero a una profundidad aproximada de 30 [mbnm], de tal manera que se evite la cavitación en la succión de agua de mar.

gracias a la herramienta de Google Earth Pro que permite mostrar la luz del sol sobre el paisaje, mediante la cual fue posible comprobar que el Morro Tarapacá y el Cerro Molle no provocan sombreamiento en el parque durante las horas de puesta de sol (17:30 horas) de un día de invierno (21/06/2022), que corresponde a la hora en la que la generación fotovoltaica decae abruptamente (ver Figura 4-12).

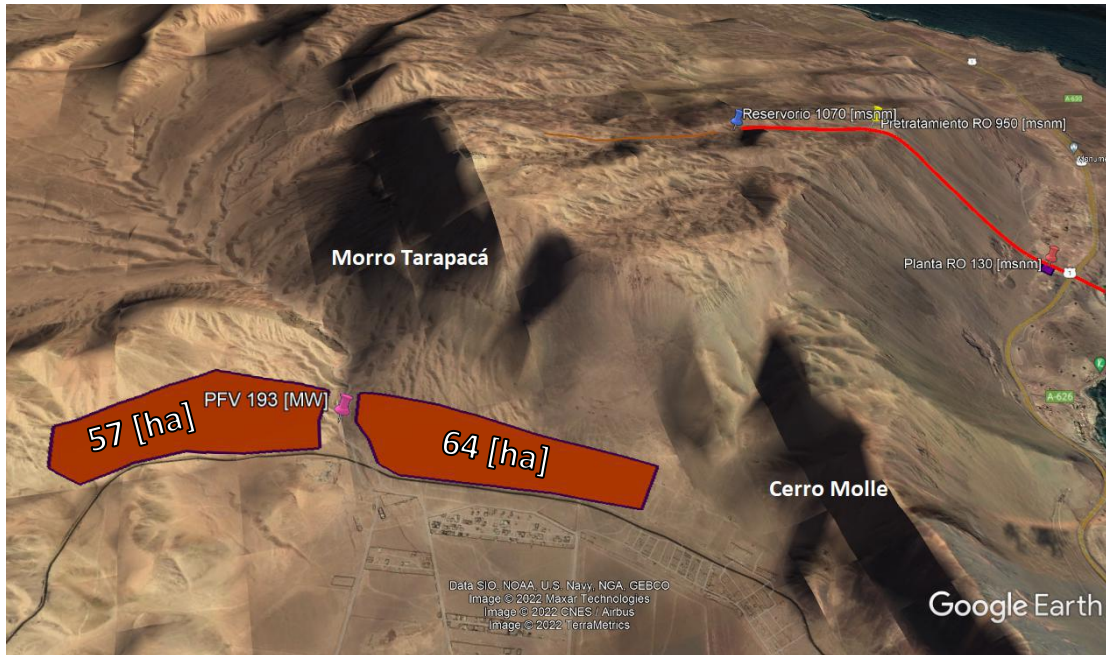


Figura 4-12. Área del parque fotovoltaico diseñado, junto a la sombra generada por el Morro Tarapacá y el Cerro Molle durante la puesta de sol de un día de invierno. Elaboración propia a partir del software Google Earth Pro.

4.2. Factibilidad económica

En este subcapítulo se determinan los principales indicadores económicos del proyecto (VAN, TIR, ROI y Payback descontado). Para lo cual se realiza un flujo de caja a partir de una estimación de los costos de capital inicial (CAPEX de la planta desalinizadora, de la central de almacenamiento por bombeo y de la planta fotovoltaica), los ingresos por venta de agua potable e inyección de energía a la red y los costos operacionales de cada central.

Este proyecto considera un horizonte de evaluación de 30 años (largo plazo), ya que su rubro corresponde al abastecimiento de agua potable y almacenamiento e inyección de energía para respaldar a la red eléctrica.

Por otro lado, con respecto al periodo de construcción del proyecto, según el informe de costos de tecnologías de generación de la Comisión Nacional de Energía [7], la generación hidráulica de embalse (similar a PSH debido al acondicionamiento del reservorio superior) requiere de un periodo de construcción de 5 años aproximadamente, mientras que las plantas solares fotovoltaicas tardan un año en ser construidas. Además, según Caldes (2018) las plantas desaladoras demoran entre 4 y 5 años, lo que incluye permisos, estudio de impacto ambiental, tramitación de concesión marítima y otros trámites [59]. De esta manera, como las tres centrales pueden ser construidas en paralelo, se determina un periodo de construcción de 5 años para el proyecto.

4.2.1. Estimación de CAPEX del proyecto

En el siguiente subcapítulo, se determina el gasto de capital (CAPEX) o inversión inicial de cada central del proyecto, a partir de publicaciones científicas e informes de costos.

4.2.1.1. Planta desalinizadora

En el estudio de Molinos-Senante y González (2019) [5] se analizan los costos de inversión de seis plantas RO, ubicadas en el norte de Chile (desde Arica a La Serena), con capacidades que van desde los 9.000 a 90.000 [m^3/d] aproximadamente (ver Tabla 4-4).

Tabla 4-4

Capacidad de desalinización y costo de inversión para seis plantas desaladoras RO del norte de Chile

Nombre de planta desaladora	Capacidad $\left[\frac{m^3}{d}\right]$	Costos de inversión por capacidad $\left[\frac{USD}{m^3/d}\right]$
Tocopilla	9.072	1.484,0
Arica	17.280	1.298,5
Antofagasta (extensión)	25.920	1.247,6
Antofagasta (nueva)	51.840	1.144,8
Copiapó	71.712	1.044,1
La Serena	86.400	1.007,0

Nota. Elaboración propia, modificado de [5].

De lo anterior se obtiene el promedio de los costos de inversión por capacidad para el año 2018 (año en el cual se publica [5]), el cual corresponde a $IC_{RO@2018} = 1.204 \left[\frac{USD_{@2018}}{m^3/d}\right]$. De este modo, a partir de una calculadora de inflación [60], se obtiene la ecuación (22), con la cual se calcula un costo de inversión actualizado en dólares al año 2022 de $IC_{RO} = 1.420 \left[\frac{USD}{m^3/d}\right]$.

$$IC_{RO} = IC_{RO@2018} \cdot 1,1794 \left[\frac{USD_{@2022}}{USD_{@2018}}\right] \quad (22)$$

De esta manera, a partir de la ecuación (23), se determina un costo de inversión de la planta desalinizadora de $CAPEX_{RO} = 62,9 [MMUSD]$.

$$CAPEX_{RO} = \dot{V}_{H_2O} \cdot IC_{RO} \quad (23)$$

Cabe destacar que, la estimación de $CAPEX_{RO}$ calculada, incluye el costo de las bombas de alta presión, las cuales no serían necesarias en este proyecto, por lo que la inversión real sería un 1,2% menor, según Danfoss [61].

4.2.1.2. Central de almacenamiento por bombeo

Se determina el CAPEX de la central de pumped storage a partir de la ecuación (24), obtenida de un modelo de estimación de costos de inversión para proyectos de almacenamiento por bombeo propuesto por O'Connor et al. (2015) [62] (ver Figura 4-13).

$$CAPEX_{PSH@2012} = 2.442.817 \cdot P^{0,959} [USD_{@2012}] \quad (24)$$

Resource Category	Cost Model Equation (ICC in 2012\$; P in MW; H in ft)
Non-powered Dams	$ICC = 12,038,038 P^{0.980} H^{-0.265}$
New Site Development projects	$ICC = 8,717,830 P^{0.975} H^{-0.120}$
Canal/Conduit projects	$ICC = 11,277,566 P^{0.819} H^{-0.177}$
Pumped Storage Hydropower projects	$ICC = 2,442,817 P^{0.959}$
Unit Addition projects	$ICC = 3,030,671 P^{0.811}$
Generator Rewind projects	$ICC = 299,461 P^{0.753}$

Figura 4-13. Modelos de estimación de costos de capital inicial por tipos de proyectos de hidroelectricidad. Elaboración propia, modificado de [62]

Donde P es la capacidad nominal de la central en [MW], la cual para este proyecto corresponde a la del modo de bombeo (P_p). De lo anterior, se obtiene un gasto de capital de la central PSH al año 2012 de $CAPEX_{PSH@2012} = 111,2 [MMUSD_{@2012}]$. De este modo, a partir de una calculadora de inflación [60], se obtiene la ecuación (25), mediante la cual se calcula un gasto de capital actualizado en dólares al año 2022 de $CAPEX_{PSH} = 141,6 [MMUSD]$.

$$CAPEX_{PSH} = CAPEX_{PSH@2012} \cdot 1,2731 \left[\frac{USD_{@2022}}{USD_{@2012}} \right] \quad (25)$$

4.2.1.3. Planta fotovoltaica

Según el informe de costos de tecnologías de generación del año 2022 de la CNE [7], la tecnología solar fotovoltaica tiene un costo de inversión promedio de 818 [USD/kW]. Sin embargo, en este proyecto se sobreestima este valor en un 10%, de manera de realizar una aproximación menos optimista (lo que puede considerar contingencias y la construcción de la línea de transmisión hasta la subestación eléctrica), por lo que se utiliza un costo de inversión de $IC_{PV} = 900$ [USD/kW].

De esta manera, a partir de la ecuación (26), se estima que el gasto de capital de la planta fotovoltaica corresponde a $CAPEX_{PV} = 173,7$ [MMUSD].

$$CAPEX_{PV} = IC_{PV} \cdot P_{PV} \quad (26)$$

Luego, con la ecuación (27), se estima que el gasto de capital del proyecto (el cual se calcula con la sumatoria de los CAPEX de las tres centrales) corresponde a $CAPEX = 378,3$ [MMUSD].

$$CAPEX = CAPEX_{RO} + CAPEX_{PSH} + CAPEX_{PV} \quad (27)$$

En la figura Figura 4-14, se puede observar que los mayores CAPEX corresponden a la PFV (con aproximadamente la mitad de los costos totales), seguida de la central de almacenamiento por bombeo y, por último, la planta desaladora.

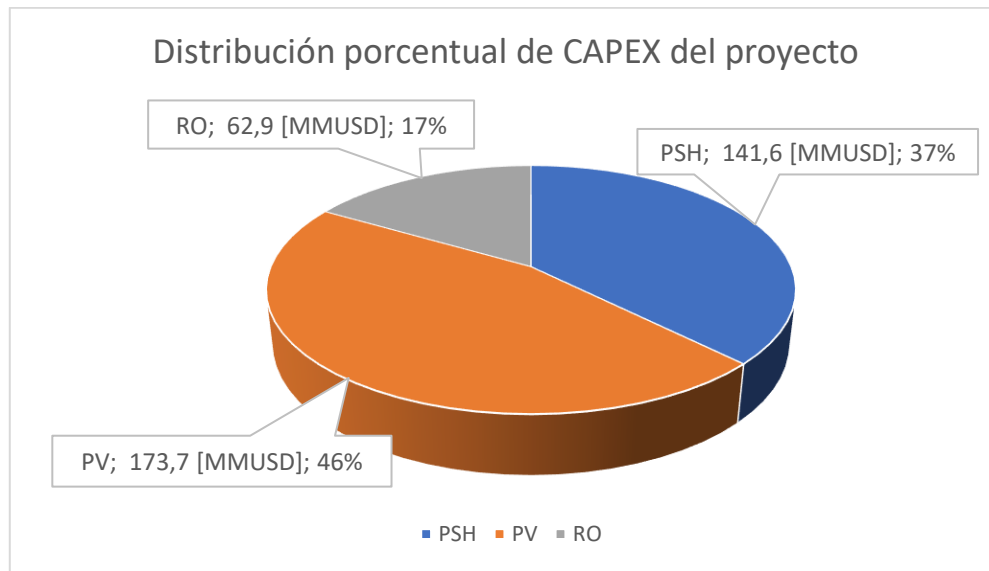


Figura 4-14. Distribución porcentual de los CAPEX de cada central (RO, PSH y PV), con respecto a los CAPEX totales del proyecto.

4.2.2. Estimación de los ingresos del proyecto

En el siguiente subcapítulo se determinan los márgenes netos del proyecto, asociados a los ingresos por venta de agua potable con el descuento de los gastos operacionales (OPEX) de la planta RO (*Margen Neto_w*) e ingresos por inyección de energía a la red con el descuento de los OPEX de la PFV y la central PSH (*Margen Neto_E*).

4.2.2.1. Venta de agua potable

En la Región de Tarapacá, la empresa sanitaria Aguas del Altiplano S.A. vende el agua potable a una tarifa aproximada¹² de 1,3 [*USD/m³*] a la población de Iquique [63]. Por lo que, para este proyecto, se estima un precio de venta de agua potable de $SP_w = 1$ [*USD/m³*]. Agua que será ofrecida a la empresa sanitaria Aguas del Altiplano

¹² La tarifa real corresponde a 1.345,37 [*CLP/m³*] para el agua potable en horario punta, lo que equivale a 1,28 [*USD/m³*] con tipo de cambio actualizado al 19-07-2022.

S.A., quienes poseen la concesión sanitaria que los hace responsables de distribuir el agua potable en el sector de Iquique.

Por otro lado, en un estudio de la GIZ [64], se analiza una planta desaladora ubicada en Chile con capacidad similar a la diseñada en este proyecto (ver Tabla 4-5). A partir del cual se estiman gastos operacionales de $OPEX_{w@2015} = 0,25 [USD_{@2015}/m^3]$, los que excluyen el costo de la energía eléctrica requerida en las bombas, debido a que se desaliniza con la presión hidrostática del reservorio, por lo que no es necesario extraerla de la red.

Tabla 4-5

Principales parámetros de la planta RO de referencia

Parámetro	Unidad	Valor
Producción diaria	m ³ /d	45.000
Tecnología	-	RO, pre-tratamiento local específico
Consumo de energía eléctrica	kWh/m ³	4,0
CAPEX	US\$/ m ³ /d	1.300
OPEX (costos fijos, excluido electricidad)	US\$/m ³	0,25

Nota. Se destaca en un recuadro rojo los OPEX con el costo de la electricidad excluido. Elaboración propia a partir de [64].

De lo anterior se estima el OPEX de la planta RO al año 2015. De este modo, a partir de una calculadora de inflación [60], se obtiene la ecuación (28), con la cual se calcula que el gasto operacional actualizado en dólares al año 2022 corresponde a $OPEX_w = 0,31 [USD/m^3]$.

$$OPEX_w = OPEX_{w@2015} \cdot 1,2502 \left[\frac{USD_{@2022}}{USD_{@2015}} \right] \quad (28)$$

Finalmente, a partir de la ecuación (29), se obtiene un margen neto anual por concepto de venta de agua de $Margen\ Neto_w = 11,1 [MMUSD/año]$, el cual es constante durante el horizonte de evaluación del proyecto, debido a la producción constante de agua potable.

$$Margen\ Neto_w = (SP_w - OPEX_w) \cdot \dot{V}_{H_2O} \quad (29)$$

4.2.2.2. Inyección de energía a la red

De la base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional [48], se extrae el promedio de los CMg reales horarios de la barra Cóndores de 220 [kV] para un día típico de cada mes entre diciembre del 2016 y noviembre del 2017, lo que corresponde al último año correlativo con datos disponibles.

Luego, con la herramienta de cálculo de sistemas fotovoltaicos del Explorador Solar [58] y las características de la PFV de la sección 4.1.3.2, se obtiene el archivo con la generación horaria promedio ($E_{PV,h}$) del parque fotovoltaico del proyecto para cada mes de un año típico.

A partir de la potencia requerida en el modo de bombeo (P_p), se calcula que la energía requerida durante cada hora de bombeo corresponde a $E_{p,h} = 53,6 [MWh]$. Además, con la potencia del modo de generación (P_t), se calcula que la energía generada durante cada hora de turbinación corresponde a $E_{t,h} = 52,9 [MWh]$.

Posteriormente, se asignan las horas de bombeo (t_p) y las horas de turbinación (t_t), a las horas con menores y mayores CMg de la energía para cada mes del año, respectivamente. En la Figura 4-15 se observa un ejemplo de designación de las horas de operación de cada modo para el mes de julio, la del resto de los meses se encuentra en las columnas “Modo de operación” de las tablas del Anexo F.

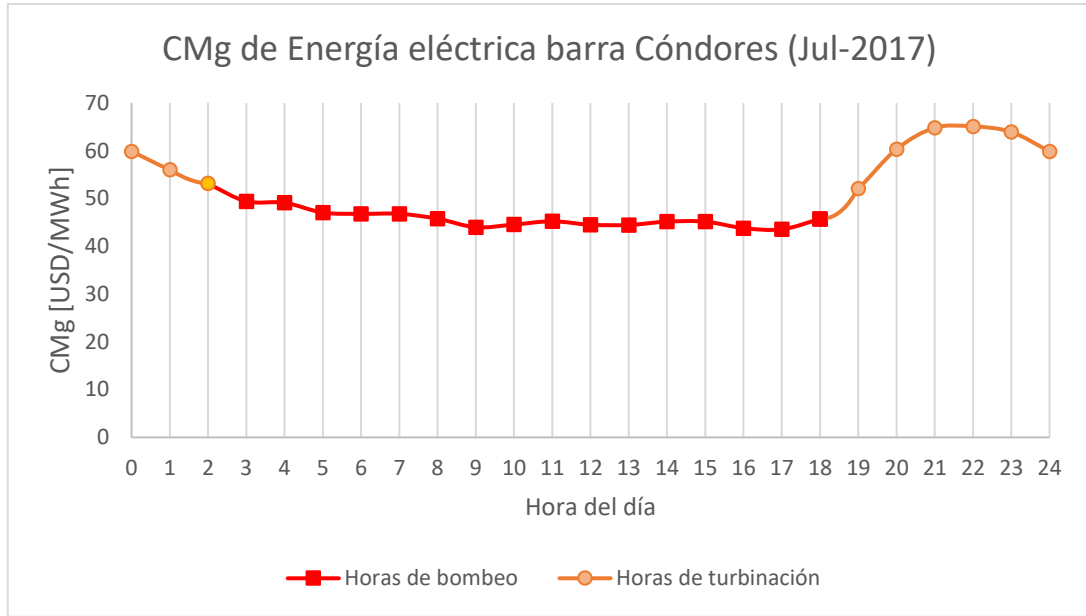


Figura 4-15. Ejemplo de designación de horas de bombeo y turbinación en función de los costos marginales de la energía en la barra Cóndores (220 kV) de julio del año 2017. Elaboración propia, extraído de [48].

A partir de lo anterior, en el Anexo F se adjuntan 12 tablas con los ingresos de un día típico de cada mes del año, desde diciembre del 2016 a noviembre del 2017, al multiplicar la energía horaria neta ($E_{gen/req}$), obtenida a partir de la ecuación (30), por el CMg de la hora respectiva.

$$E_{gen/req} = E_{PV,h} + E_{t,h} - E_{p,h} \quad (30)$$

Sin embargo, los CMg de la energía varían de un año a otro. El Coordinador Eléctrico Nacional realiza una proyección de largo plazo de la variación de los CMg de la energía por barra del 2017 al 2036 [65], a partir de tres escenarios: “Base”, “ERNC” y “Acordado”. De la cual se extraen las proyecciones para la barra Cóndores de 220 [kV] (ver Figura 4-16), determinada para la conexión de las centrales del proyecto.

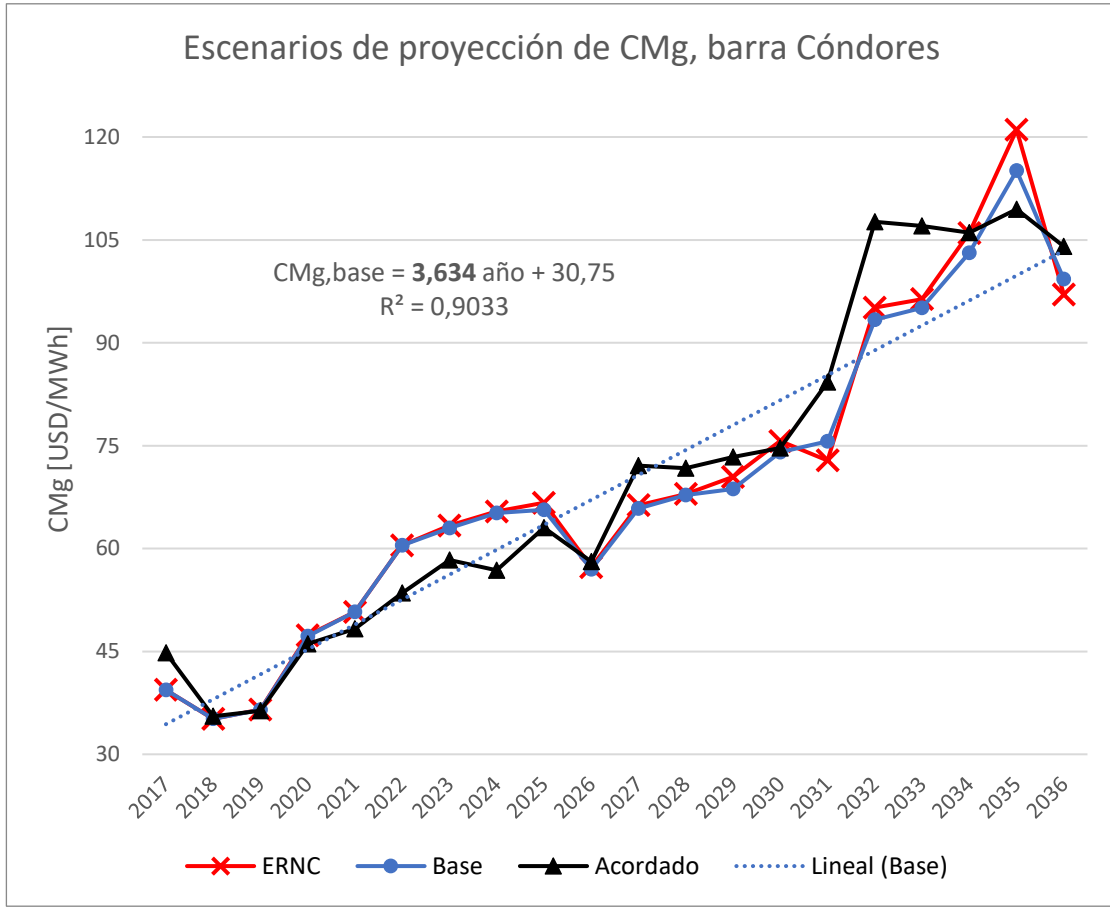


Figura 4-16. Proyección de los CMg de la barra Cóndores de 220 [kV] del año 2017 al 2036 para el escenario “Base” (círculos), “ERNC” (equis) y “Acordado” (triángulos). Se agrega un ajuste de tendencia lineal (línea segmentada) del escenario “Base” y se muestra su ecuación de la recta en el gráfico. Elaboración propia a partir de [65].

Se aplica un ajuste de tendencia lineal a las series de datos de los tres escenarios proyectados de la Figura 4-16, del cual se obtienen las siguientes ecuaciones de la recta:

$$CMg_{Base} = 3,634 \cdot \text{año} + 30,75 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (31)$$

$$CMg_{ERNC} = 3,728 \cdot \text{año} + 30,41 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (32)$$

$$CMg_{Acordado} = 4,050 \cdot \text{año} + 28,04 \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (33)$$

Las pendientes de la recta de las ecuaciones (31), (32) y (33) (valores en negrita) corresponden a la variación anual del CMg de la energía eléctrica en $[USD/MWh]$. De este modo, se selecciona la menor pendiente de las tres proyecciones, correspondiente al escenario “Base” de la ecuación (31), debido a que es la tasa de cambio anual menos optimista para el proyecto en estudio. Por lo que se proyecta, para la barra Cóndores de 220 $[kV]$, un aumento en los costos marginales de: $Proy. CMg = 3,634 \left[\frac{USD}{MWh \cdot \text{año}} \right]$.

A partir de la tasa de cambio a utilizar ($Proy. CMg$), se proyectan los CMg reales horarios de la barra hasta el año de cierre del proyecto, con lo que se obtienen los ingresos por venta asociados a la inyección de energía a la red, del año 2027 al 2052 (del inicio de operación al término del horizonte de evaluación). Los ingresos totales anuales se grafican en la Figura 4-17 y el desglose de los ingresos diarios, de un día típico de cada mes, se encuentra en el Anexo G.

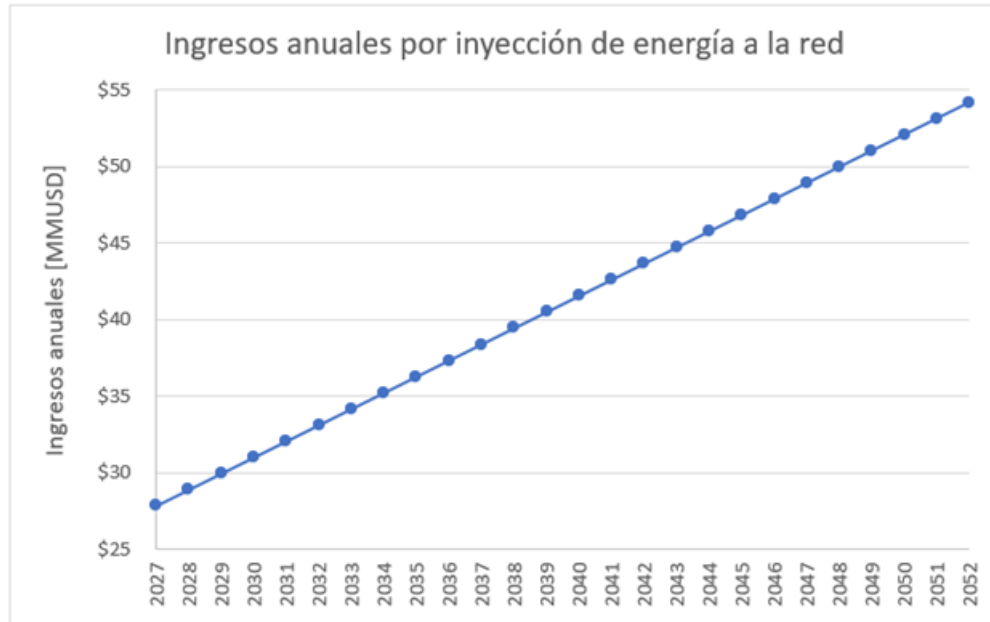


Figura 4-17. Ingresos totales anuales por inyección de energía a la red en $[MMUSD]$, del año 2027 al 2052.

Según el estudio de Salevid (2013), el OPEX anual de una central PSH corresponde a un 1,5% de su CAPEX [66]. De este modo, a partir de la ecuación (34), se consideran gastos operacionales de $OPEX_{PSH} = 2,12 [MMUSD/año]$ para la central de almacenamiento.

$$OPEX_{PSH} = CAPEX_{PSH} \cdot 0,015 [-] \quad (34)$$

Por otra parte, según un estudio del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), los OPEX por $[kW]$ de una PFV con seguimiento en un eje corresponden a $16,06 \left[\frac{USD_{@2020}}{kW \cdot año} \right]$ [67] (ver Figura 4-18).

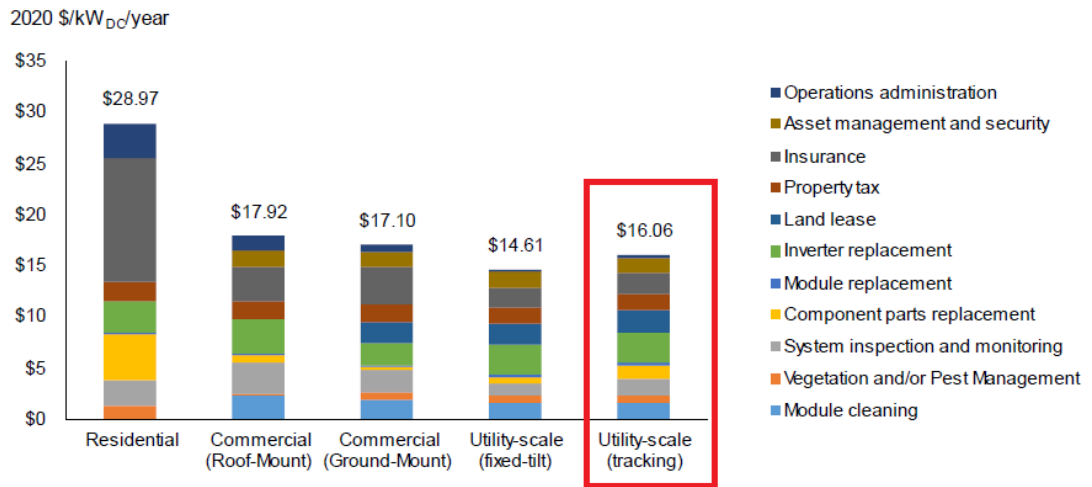


Figura 4-18. OPEX por categoría de escala solar fotovoltaica en $[USD_{@2020}/kW/año]$ (residencial, comercial en techumbres, comercial montada en el suelo, gran escala con inclinación fija y, en un recuadro rojo, gran escala con seguimiento). Elaboración propia a partir de [67].

De este modo, a partir de lo anterior y de la capacidad instalada de la planta fotovoltaica (P_{PV}), se tienen gastos operacionales de $OPEX_{PFV@2020} = 3,10 [MMUSD_{@2020}/año]$. Además, con una calculadora de inflación [60], se obtiene la ecuación (35), con la cual se calcula que el gasto operacional actualizado en dólares al año 2022 corresponde a $OPEX_{PFV} = 3,55 [MMUSD/año]$.

$$OPEX_{PFV} = OPEX_{PFV@2020} \cdot 1,1449 \left[\frac{USD_{@2022}}{USD_{@2020}} \right] \quad (35)$$

Luego, a los ingresos por venta de la Figura 4-17 se le restan los gastos operacionales de la central PSH ($OPEX_{PSH}$) y de la planta fotovoltaica ($OPEX_{PFV}$), de lo cual se obtiene el margen neto anual por concepto de inyección de energía a la red ($Margen\ Neto_E$) del Anexo H.

Finalmente, el margen neto anual total del proyecto, por venta de agua e inyección de energía a la red, corresponde a la suma del $Margen\ Neto_w$ obtenido en la sección 4.2.2.1 y el $Margen\ Neto_E$ del Anexo H (ver Figura 4-19).

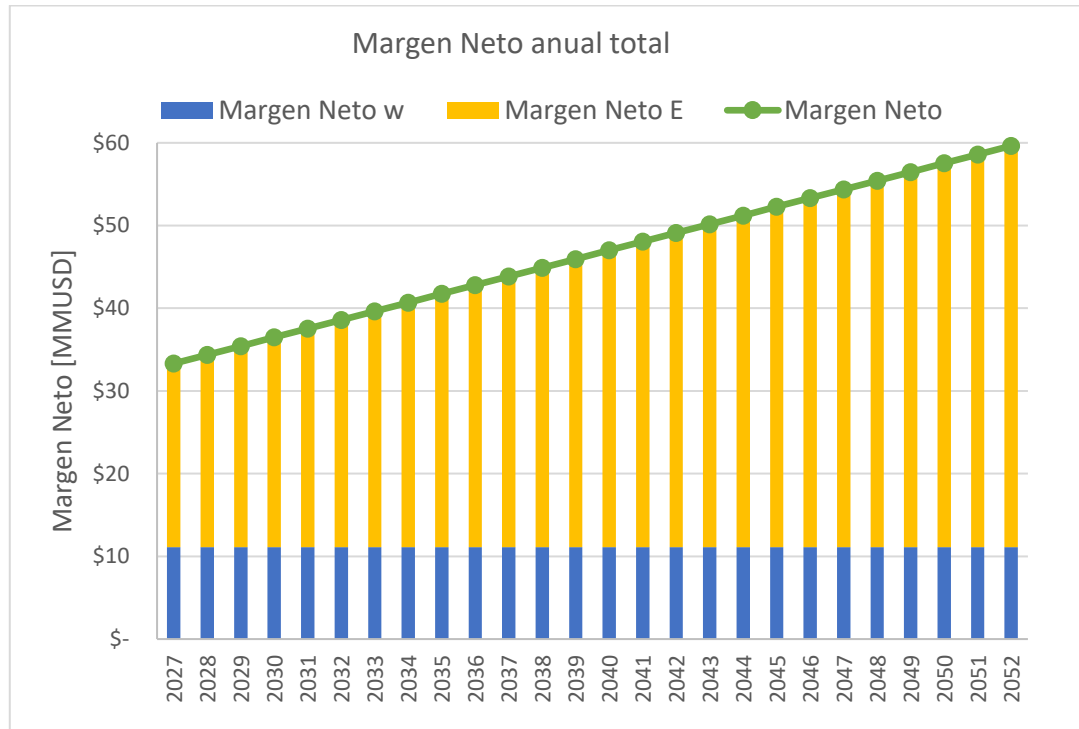


Figura 4-19. Margen neto anual total por venta de agua e inyección de energía a la red en [MMUSD], del año 2027 al 2052.

4.2.3. Indicadores económicos

Para el cálculo de los indicadores económicos, se realiza el flujo de caja del proyecto (ver Anexo I), a partir del gasto de capital total (*CAPEX* de la sección 4.2.1), el margen neto por venta de agua (*Margen Neto_w*), el margen neto por inyección de energía a la red (*Margen Neto_E*) del Anexo H y el impuesto a la renta de primera categoría (27% al año 2022).

Según Weitzman (2001), para un proyecto con un horizonte de evaluación de 30 años, se sugiere una tasa de descuento de 2,39% [68] (ver Tabla 0-16 del Anexo J). Por lo que, si bien las tres tecnologías de un proyecto IPHRO son ampliamente utilizadas, se selecciona una tasa de descuento mayor, debido al riesgo que implica el poco desarrollo e implementación de este tipo de proyectos en la actualidad. De este modo, la tasa de descuento a utilizar es de $t_d = 4,0 \%$.

A partir del flujo de caja del Anexo I y la tasa de descuento utilizada (t_d), se calculan el *VAN* con la ecuación (36), la *TIR* con la ecuación (37) y el *ROI* del proyecto con la ecuación (38), según Ingeniería Económica de DeGarmo [69], donde n representa los periodos de capitalización en el horizonte de evaluación del proyecto y F_k el flujo de caja al final del periodo k . Los resultados se presentan en la Tabla 4-6.

$$VAN(t_d) = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1 + t_d)^k} \quad (36)$$

$$VAN(TIR) = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (37)$$

$$ROI = \frac{VAN}{CAPEX} \quad (38)$$

Tabla 4-6*Principales indicadores económicos del proyecto*

Indicador económico	Valor
<i>VAN</i>	62,5 [MMUSD]
<i>TIR</i>	5,0 %
<i>ROI</i>	16,5 %

De lo anterior, se aprecia que el proyecto es rentable ($VAN > 0$ y $TIR > t_d$). Además, a partir de la ecuación (38), se calcula que se obtienen utilidades que ascienden al 16,5% de la inversión realizada.

Además, con el flujo de caja del Anexo I y la tasa de descuento utilizada (t_d), se calculan el flujo de caja descontado¹³, el flujo de caja acumulado¹⁴ y, con ello, un Payback descontado de 26 años (ver Anexo K), que corresponde al periodo del horizonte de evaluación en el que el flujo de caja acumulado se vuelve cero (año de recuperación de la inversión). De este modo, se determina que el proyecto recuperaría la inversión el año 2048.

4.2.3.1. Análisis de sensibilidad

Se realiza un análisis de sensibilidad, en el cual se evalúan escenarios con distintas horas diarias de operación para el modo de bombeo (t_p de 12 a 19 horas diarias) y el modo de generación (t_g de 12 a 5 horas diarias), a partir de los indicadores económicos (VAN , TIR y ROI) de cada una de las alternativas. Los resultados se presentan en la Tabla 4-7.

¹³ Flujo anual calculado al valor presente, que corresponde al año 2022, asociado al período 0.

¹⁴ Sumatoria de los flujos descontados desde el período 0 hasta el período de evaluación.

Tabla 4-7

Indicadores económicos para escenarios con distintas horas diarias de operación del modo de bombeo y del modo de generación

Horas de bombeo t_p [h]	Horas de turbinación t_t [h]	Costo total [USD]	<i>TIR</i> [%]	<i>ROI</i> [%]	<i>VAN</i> [USD]
<i>12</i>	<i>12</i>	<i>335.052.544</i>	<i>3,8</i>	<i>-3,9</i>	<i>-12.941.002</i>
13	11	345.884.881	4,1	1,8	6.131.703
14	10	356.652.888	4,4	7,0	24.996.294
15	9	367.447.453	4,7	11,9	43.647.833
16	8	378.253.146	5,0	16,5	62.510.719
17	7	421.846.575	4,6	10,3	43.444.533
18	6	478.211.252	4,1	2,0	9.480.920
<i>19</i>	<i>5</i>	<i>552.168.476</i>	<i>3,5</i>	<i>-8,1</i>	<i>-44.977.301</i>

Nota. Los valores con tipo de letra normal son alternativas rentables. La alternativa en negrita corresponde a la seleccionada. Los valores en cursiva corresponden a alternativas no rentables.

Como se observa en el gráfico de la Figura 4-20, el cual relaciona el *VAN* con las horas diarias del modo de bombeo (t_p) de cada escenario, desde 13 a 18 horas diarias de bombeo el proyecto es rentable ($VAN > 0$). Sin embargo, la alternativa más rentable (la de mayor *VAN*) corresponde a la de 16 horas diarias para el modo de bombeo y 8 horas para el modo de generación, que corresponde a la seleccionada para el proyecto. Además, se aprecia que con 12 o menos horas diarias de bombeo y con 19 o más horas diarias de bombeo el proyecto no es rentable¹⁵ ($VAN < 0$).

¹⁵ Si bien el *VAN* se vuelve negativo en algún punto entre 12 y 13 horas diarias de bombeo y en otro punto entre 18 y 19 horas diarias de bombeo, en el proyecto solo se consideran horas enteras de bombeo/turbinación debido al cambio horario del precio de la energía eléctrica.

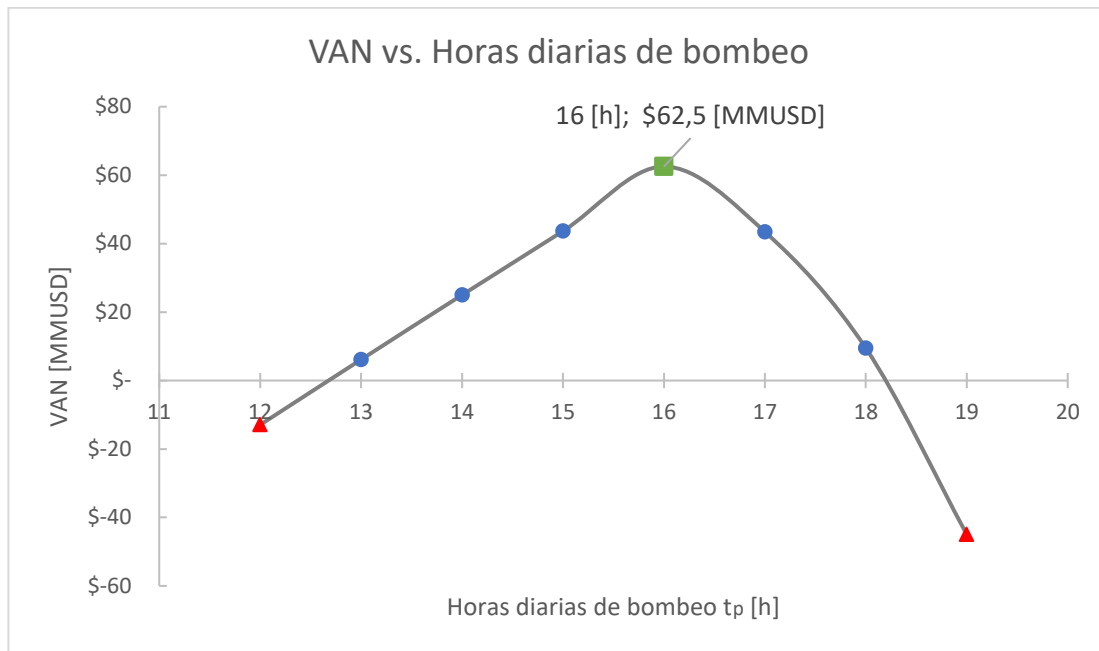


Figura 4-20. VAN en función de las horas de operación del modo de bombeo t_p . El cuadrado corresponde a la alternativa seleccionada para el proyecto. Los círculos representan distintas alternativas rentables y los triángulos son alternativas no rentables. Datos extraídos de la Tabla 4-7.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo comprueba que es factible, tanto desde el punto de vista técnico como económico, la realización de un proyecto IPHRO ubicado al sur de la ciudad de Iquique. El emplazamiento se selecciona debido a su cercanía a la costa, su gran diferencia de altura (del reservorio con respecto al nivel del mar) y su cercanía a un centro de consumo de alta demanda de agua potable, dada su ubicación en una zona de gran escasez hídrica, presente en las regiones del norte de Chile.

En este estudio se determina que, con una capacidad de producción de $1.850 [m^3/h]$ de la planta desaladora, es posible abastecer de agua potable a aproximadamente 300.000 personas de la localidad seleccionada al año 2052.

El proyecto fomenta la incorporación de energías renovables en la matriz a partir de una PFV que abastece la energía necesaria, tanto en la planta RO como en la central PSH, e inyecta el excedente a la red eléctrica. De este modo, el proyecto logra reducir el vertimiento de energía a partir del almacenamiento energético. Por otro lado, consigue afrontar la escasez hídrica mediante la producción de agua potable sin afectar las cuencas hidrográficas de la región.

En cuanto a la operación de la central de bombeo se determina, a partir de un análisis de sensibilidad, que la central debe operar con 16 horas en el modo de bombeo y 8 horas en el modo de generación para lograr el óptimo económico, con las condiciones actuales de inflación y proyecciones en el horizonte de evaluación del proyecto. Sin embargo, cabe destacar que, en los escenarios de 13 a 18 horas diarias de bombeo el proyecto sigue siendo rentable, lo que ofrece flexibilidad gracias a la amplia

gama de rangos de operación y permite la adaptación a la demanda tanto de agua como de energía eléctrica.

Además, con la reducción de la salinidad de la mezcla que se vierte al océano en un 30,1% con respecto a la salmuera de rechazo de una planta desaladora convencional, se favorece la dilución de la mezcla vertida, lo que ofrece una alternativa eficiente para el cumplimiento de la normativa de descarga de efluentes salinos al océano.

Cabe mencionar que, la integración de las tres tecnologías (RO, PSH y ER), permitiría lograr una reducción de los CAPEX y OPEX en el desarrollo de un proyecto de este tipo, con respecto a los de estas tecnologías por sí solas, al prescindir de bombas de alta presión en la planta RO, utilizar infraestructura común y energía renovable para energizar las centrales.

5.1. Recomendaciones

Para la continuación de este proyecto, se sugiere comparar las alternativas de turbinas Pelton para la central PSH: cotizar turbinas marca Flowserve [55] de mayor capacidad, para usar la menor cantidad de ellas en la generación y reducir el número de elementos en el piping (para disminuir pérdidas). Lo anterior puede estar asociado a un menor CAPEX que el de las turbinas ANDRITZ [52] con cucharas revestidas de acero superdúplex mediante manufactura aditiva.

También se sugiere realizar el diseño del piping y el cálculo de las pérdidas de carga (primarias y secundarias) en la operación de las centrales PSH y RO. Además, es recomendable hacer un análisis de la construcción de la planta desaladora en etapas, para suplir la demanda hídrica a medida que crece la población. Por otro lado, se deben realizar estudios geológicos, geotécnicos, de proyección del precio de la energía para

la barra del proyecto y complementar el estudio con planos e ingeniería de detalle, por ejemplo, del diseño del reservorio, la caverna de máquinas, las obras marinas, la planta desaladora y la planta fotovoltaica.

Por otro lado, para futuros proyectos IPHRO, se recomienda considerar el uso de turbinas reversibles para elevaciones del reservorio menores a 800 [msnm], de tal manera que se reduzcan CAPEX con el uso de un solo ducto de bombeo/turbinación/desalación (con una bifurcación ubicada justo antes de la planta RO). Sin embargo, por la dirección de los flujos del agua, esta decisión implica desalinizar solo durante el modo de generación. Además, cabe destacar que, con una menor elevación del reservorio, se necesita un mayor volumen de este, más caudal a bombear y un mayor diámetro de tuberías, para la misma cantidad de energía almacenada.

Además del consumo humano, se puede considerar el abastecimiento de la demanda hídrica industrial, por ejemplo, de la industria agrícola, minera, entre otras, con sistemas IPHRO en lugares remotos o lejanos a centros poblacionales.

Si bien este tipo de sistemas se diseña para una operación a largo plazo (30 años para el proyecto de este estudio), al finalizar su horizonte de evaluación se puede evaluar el reemplazo de paneles (o de la tecnología renovable seleccionada) y módulos desalinizadores, ya que las centrales PSH tienen una baja tasa de degradación, por lo que pueden alargar su vida útil por un período mucho mayor al evaluado en el proyecto.

Es importante destacar que se debe analizar el impacto del proyecto con áreas con protección oficial (parques marinos, parques nacionales, monumentos naturales, santuarios de la naturaleza, reservas nacionales, reservas marinas, áreas marinas costeras protegidas y humedales urbanos), de tal manera de reducir al máximo el impacto ambiental que podría generar este en sus etapas de construcción, operación y cierre.

Se debe tener en consideración el relacionamiento con las comunidades del sector (caletas de pescadores, comunidades indígenas, entre otras) que puedan tener discrepancias e inseguridades en cuanto al impacto que puede producir el proyecto en sus vidas, por lo que se debe promover una aproximación temprana y proactiva de la empresa con su entorno comunidad y/o actores clave, de manera que exista transparencia y comprensión del proyecto para anticipar posibles controversias.

Para finalizar, es importante destacar que se necesita más almacenamiento de energía en Chile y en el mundo. Además de fomentar el desarrollo de este tipo de proyectos, por ejemplo, a través de subvenciones estatales para incentivar el manejo del vertimiento de energía, el cual es un problema latente que surge con la descarbonización de las matrices energéticas y que el proyecto de este estudio puede hacer frente.

Referencias

[1] Luo, T., R. Young, P. Reig. (2015). “Aqueduct Projected Water Stress Country Rankings.” Technical Note. *Washington, D.C.: World Resources Institute*. Available online at: <https://files.wri.org/d8/s3fs-public/aqueduct-water-stress-country-rankings-technical-note.pdf>

[2] Alkaisi, A., Mossad, R., & Sharifian-Barforoush, A. (2017). A Review of the Water Desalination Systems Integrated with Renewable Energy. *Energy Procedia*, 110, 268–274. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.138>

[3] Slocum, A. H., Haji, M. N., Trimble, A. Z., Ferrara, M., & Ghaemsaidi, S. J. (2016). Integrated Pumped Hydro Reverse Osmosis systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 18, 80–99. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.09.003>

[4] Systep. (2022, mayo). *Reporte Mensual del Sector Eléctrico*. http://www.systep.cl/documents/reportes/052022_Systep_Reporte_Sector_Electrico.pdf

[5] Molinos-Senante, M., & González, D. (2019). Evaluation of the economics of desalination by integrating greenhouse gas emission costs: An empirical application

for Chile. *Renewable Energy*, 133, 1327–1337.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.09.019>

[6] Oceanus Power & Water, LLC. (2018, 18 octubre). WO2018191139 AN INTEGRATED SYSTEM FOR GENERATING, STORING AND DISPENSING CLEAN ENERGY AND DESALINATING WATER. WIPO Patentscope.
https://patentscope.wipo.int/search/es/detail.jsf?docId=WO2018191139&_fid=US231564543

[7] Comisión Nacional de Energía. (2022, abril). Informe de costos de tecnologías de generación. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/04/ICTG-Abril-2022.pdf>

[8] Aende, A., Gardy, J., & Hassanpour, A. (2020). Seawater Desalination: A Review of Forward Osmosis Technique, Its Challenges, and Future Prospects. *Processes*, 8(8), 901. <https://doi.org/10.3390/pr8080901>

[9] Jones, E., Qadir, M., van Vliet, M. T., Smakhtin, V., & Kang, S. M. (2019). The state of desalination and brine production: A global outlook. *Science of The Total Environment*, 657, 1343–1356. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.076>

[10] Bundi, L., & Amunga, S. (2019, 15 febrero). *Use of Reverse Osmosis membrane technology in the desalination of sea water*. Kenya Engineer.

<https://www.kenyaengineer.co.ke/use-of-reverse-osmosis-membrane-technology-in-the-desalination-of-sea-water/>

[11] Voutchkov, N. (2018). Energy use for membrane seawater desalination – current status and trends. *Desalination*, 431, 2–14. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2017.10.033>

[12] Asociación Latinoamericana de Desalación y Reúso de Agua (ALADYR). (2019, 15 octubre). *DESALACIÓN DE AGUA DE MAR: SITUACIÓN EN CHILE Y EN EL MUNDO* [Diapositivas]. Senado de la República de Chile. https://www.senado.cl/appsenado/index.php?mo=tramitacion&ac=getDocto&iddocto=7039&tipodoc=docto_comision

[13] Anderson, M. A., Cudero, A. L., & Palma, J. (2010). Capacitive deionization as an electrochemical means of saving energy and delivering clean water. Comparison to present desalination practices: Will it compete? *Electrochimica Acta*, 55(12), 3845–3856. <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2010.02.012>

[14] McGinnis, R. L., & Elimelech, M. (2007). Energy requirements of ammonia–carbon dioxide forward osmosis desalination. *Desalination*, 207(1–3), 370–382. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2006.08.012>

- [15] McCutcheon, J. R., McGinnis, R. L., & Elimelech, M. (2005). A novel ammonia—carbon dioxide forward (direct) osmosis desalination process. *Desalination*, 174(1), 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2004.11.002>
- [16] Kalogirou, S. (2014). Solar Desalination Systems. *Solar Energy Engineering*, 431–479. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-397270-5.00008-x>
- [17] El-Ghonemy, A. (2018). Performance test of a sea water multi-stage flash distillation plant: Case study. *Alexandria Engineering Journal*, 57(4), 2401–2413. <https://doi.org/10.1016/j.aej.2017.08.019>
- [18] World Bank. (2019). *The Role of Desalination in an Increasingly Water-Scarce World*. World Bank, Washington, DC. © World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31416>
- [19] Kalogirou, S. (2005). Seawater desalination using renewable energy sources. *Progress in Energy and Combustion Science*, 31(3), 242–281. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2005.03.001>
- [20] Ettouney, H. (2005). Design and analysis of humidification dehumidification desalination process. *Desalination*, 183(1–3), 341–352. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2005.03.039>

- [21] Salinas, H., Pérez, O., & Rodríguez, S. (2021). Estado del arte. Métodos de desalinización de agua. *Revista Ingeniería UC*, 28(2), 212–226. <https://doi.org/10.54139/revinguc.v28i2.21>
- [22] Torchia, J., Porta, M., & Cervantes, J. (2010). Análisis de exergía en estado permanente de un destilador solar simple. *Ingeniería, investigación y tecnología*, 11(1), 25–34. <https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2010.11n1.003>
- [23] Kadi, K., & Janajreh, I. (2019). Desalination by Freeze Crystallization: An Overview. *International Journal of Thermal and Environmental Engineering*, 15(2). <https://doi.org/10.5383/ijtee.15.02.004>
- [24] DOE Global Energy Storage Database. (2021). Sandia National Laboratories. <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>
- [25] Levine, J. (2007). *Pumped Hydroelectric Energy Storage and Spatial Diversity of Wind Resources as Methods of Improving Utilization of Renewable Energy Sources [Thesis of Master of Science, College of Engineering and Applied Math, University of Colorado]*. <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.353.1341&rep=rep1&type=pdf>

- [26] Fujihara, T., Imano, H., & Oshima, K. (1998). Development of Pump Turbine for Seawater Pumped-Storage Power Plant. *Hitachi Review*, 47(5). https://www.hitachi.com/rev/1998/revoct98/r4_108.pdf
- [27] Oceanus. (s. f.). *Azul Energía y Agua*. Proyecto Azul. <https://www.proyectoazul.cl/>
- [28] Valhalla. (s. f.). *Espejo de Tarapacá*. Proyecto Valhalla. <http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>
- [29] Oceanus. (s. f.). *OCEANUS Energía y Agua de Mexico | Driving Down Cost of Clean Energy and Clean Water with Proven Technologies*. Oceanus de México. <http://oceanusdemexico.com/>
- [30] Australian Renewable Energy Agency (ARENA). (2022, 13 abril). *Cultana Pumped Hydro Energy Storage Phase 2*. Australian Renewable Energy Agency. <https://arena.gov.au/projects/cultana-pumped-hydro-energy-storage-phase-2/>
- [31] Decreto 128: APRUEBA REGLAMENTO PARA CENTRALES DE BOMBEO SIN VARIABILIDAD HIDROLÓGICA. Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. Chile. 12 de octubre de 2016. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1095456&idVersion=2019-12-20&idParte=>

- [32] Gies, E. (2012, 1 octubre). *A Storage Solution Is in the Air*. The New York Times. <https://www.nytimes.com/2012/10/02/business/energy-environment/a-storage-solution-is-in-the-air.html?pagewanted=all>
- [33] Grupo Cerro. (s. f.). *Complejo Solar Cerro Dominador: Planta termosolar*. <https://grupocerro.com/wp-content/uploads/2021/05/Ficha-termosolar-1.pdf>
- [34] Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2018). A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage. *Sustainability*, 10(1), 191. <https://doi.org/10.3390/su10010191>
- [35] ACERA. (2022, abril). *Estadísticas sector de generación de energía eléctrica renovable*. <https://acera.cl/wp-content/uploads/2022/05/2022-04-Boletín-Estadísticas-ACERA.pdf>
- [36] *Radiación global horizontal – Recurso Solar* (s. f.). RECURSOS Y POTENCIALES DE ENERGÍA. https://potenciales.minenergia.cl/potencialesv2/?page_id=81#menu1
- [37] *Velocidad de viento – Recurso Eólico*. (s. f.). POTENCIALES DE ENERGÍA. https://potenciales.minenergia.cl/potencialesv2/?page_id=83#menu1

- [38] *Generación eléctrica en Chile.* (s. f.). Generadoras de Chile.
<http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- [39] Aguas del Altiplano. (2017, 11 octubre). *El desafío de producir y distribuir agua potable en el desierto.* Noticias: Aguas del Altiplano.
https://www.aguasdelaltiplano.cl/noticia_239-257_el-desafio-de-producir-y-distribuir-agua-potable-en-el-desierto-201017191232
- [40] *Iquique.* (s. f.). Wikipedia, la enciclopedia libre. Recuperado 1 de marzo de 2022, de <https://es.wikipedia.org/wiki/Iquique#Geograf%C3%ADa>
- [41] *Alto Hospicio.* (s. f.). Wikipedia, la enciclopedia libre. Recuperado 1 de marzo de 2022, de https://es.wikipedia.org/wiki/Alto_Hospicio
- [42] World Health Organization. (2011). *Guidelines for Drinking-water Quality* (Fourth Edition). Gutenberg.
https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/44584/9789241548151_eng.pdf
- [43] Instituto Nacional de Estadísticas. (2019, junio). *ESTIMACIONES y PROYECCIONES DE LA POBLACIÓN DE CHILE 2002–2035 TOTALES REGIONALES, POBLACIÓN URBANA y RURAL.* Disponible en <https://www.ine.cl/docs/default-source/proyecciones-de-poblacion/publicaciones-y->

[anuarios/base-2017/ine_estimaciones-y-proyecciones-2002-2035_base-2017_reg_área_síntesis.pdf?sfvrsn=aaeb88e7_5](#)

[44] Departamento de Geografía, Instituto Nacional de Estadísticas. (2019, enero). *DIVISIÓN POLÍTICO ADMINISTRATIVA y CENSAL REGIÓN DE TARAPACÁ*. Disponible en <https://geoarchivos.ine.cl/File/pub/población-y-vivienda-tarapacá.pdf>

[45] *Industrial Sea Water RO System: SWI Series* (s. f.). Pure Aqua, Inc. <https://pureaqua.com/content/pdf/industrial-seawater-reverse-osmosis-desalination-systems.pdf>

[46] Instituto de Fomento Pesquero. (2009, septiembre). *Monitoreo de las condiciones bio-oceanográficas entre la I y la IV regiones, año 2008*. https://www.subpesca.cl/fipa/613/articles-89231_informe_final.pdf

[47] Kavitha, J., Rajalakshmi, M., Phani, A., & Padaki, M. (2019). Pretreatment processes for seawater reverse osmosis desalination systems—A review. *Journal of Water Process Engineering*, 32, 100926. <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.100926>

[48] CEN. (s. f.). *COSTOS MARGINALES REALES - DETALLE HORARIO POR MES*. Coordinador Eléctrico Nacional - SING. Recuperado 10 de noviembre de

2021, de http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5177

- [49] Cengel, Y. (2012). *Termodinámica* (7.^a ed.). McGraw-Hill Education.
- [50] *SMD axially split casing, double suction pump*. [Archivo pdf]. (s. f.). Sulzer. https://www.sulzer.com/-/media/files/products/pumps/axially-split-pumps/brochures/smd_axiallysplitcasingdoublesuctionpump_e10074.pdf?la=en
- [51] *Pompe haute pression pour la récupération d'énergie KSB HGM-RO* [Archivo pdf]. (s. f.). Motralec. <https://www.motralec.com/pompe-surpression-surpresseur/pompe-surpression-simple/ksb/pompe-haute-pression-pour-la-recuperation-d-energie-ksb-hgm-ro>
- [52] ANDRITZ. (s. f.). *Small hydropower plants*. ANDRITZ HYDRO. <https://www.andritz.com/products-en/hydro/markets/small-mini-hydropower-plants>
- [53] Dass, A., & Moridi, A. (2019). State of the Art in Directed Energy Deposition: From Additive Manufacturing to Materials Design. *Coatings*, 9(7), 418. <https://doi.org/10.3390/coatings9070418>

[54] SANDVIK. (s. f.). *Super duplex powder for additive manufacturing*. Sandvik Additive Manufacturing. <https://www.additive.sandvik/en/super-duplex/super-duplex-powder-for-additive-manufacturing/>

[55] *Energy Recovery Turbines - ERT*. (s. f.). Flowserve. <https://www.flowserve.com/en/products/products-catalog/energy-recovery-devices/centrifugal-devices/energy-recovery-turbines-ert/>

[56] *Velocidad de viento – Región de Tarapacá*. (s. f.). POTENCIALES DE ENERGÍA. https://potenciales.minenergia.cl/potencialesv2/?page_id=8#recursoEolico

[57] *Radiación global horizontal – Región de Tarapacá*. (s. f.). POTENCIALES DE ENERGÍA. https://potenciales.minenergia.cl/potencialesv2/?page_id=8#mapaRadiacion

[58] *Calcular sistemas Fotovoltaicos*. (s. f.). Explorador Solar. <https://solar.minenergia.cl/fotovoltaico>

[59] Caldes, G. (2018, 18 septiembre). *Muchos proyectos de desaladoras para consumo humano y pocas en operaciones*. iAguá. <https://www.iagua.es/blogs/gabriel-caldes/planta-desaladora-y-falta-definicion>

[60] *Inflation Rate between 1635–2022 | Inflation Calculator*. (s. f.). Bureau of Labor Statistics. Recuperado 26 de junio de 2022, de <https://www.in2013dollars.com/us/inflation>

[61] Danfoss. (2021, 24 septiembre). *Understanding the cost drivers of SWRO*. <https://www.danfoss.com/en/about-danfoss/articles/dhs/understanding-the-cost-drivers-of-swro/>

[62] O'Connor, P. W., DeNeale, S. T., Centurion, E., & Maloof, A. (2015). *Hydropower Baseline Cost Modeling*. Oak Ridge National Laboratory. <https://info.ornl.gov/sites/publications/files/Pub53978.pdf>

[63] Aguas del altiplano. (2022, junio). VALORES DE NUEVAS TARIFAS AGUAS DEL ALTIPLANO, GRUPO 2. <https://www.aguasdelaltiplano.cl/recursos-ada/Tarifas/tarifas%20ada%20G2%2008062022.pdf>

[64] Brakemeier, D., GIZ, & Ministerio de Energía. (2015). Evaluación Económica entre Osmosis Inversa (RO) y Desalinización Solar Térmica. *Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Chile*. <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/08/Evaluacion-Economica-entre-Osmosis-Inversa-y-Desalinizacion-Termo-Solar.pdf>

- [65] *Costos Marginales 2017-2030 IET Septiembre 2016 [Archivo xlsx]*. (s. f.). Coordinador Eléctrico Nacional. CDEC-SING. http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_web_coord_elec.sp_pagina?p_id=5047
- [66] Salevid, K. (2013). *Market Requirements for Pumped Storage Profitability: Expected Costs and Modelled Price Arbitrage Revenues, Including a Case Study of Juktan*. <https://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:661286/FULLTEXT01.pdf>
- [67] Vignesh, R., Feldman, D., Desai, J., & Margolis, R. (2021, noviembre). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021*. <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/80694.pdf>
- [68] Weitzman, M. L. (2001). Gamma Discounting. *American Economic Review*, 91(1), 260–271. <https://doi.org/10.1257/aer.91.1.260>
- [69] Sullivan, W., Wicks, E., & Luxhoj, J. (2004). *Ingenieria Economica De Degarmo* (12.^a ed.). Pearson Educación.

Anexos

Anexo A : Densidad de salmuera de rechazo (ρ_{br}).

Se realiza un balance de masa a partir de la asunción de que el agua de mar ($\dot{m}_{sw}$) es una mezcla entre salmuera ($\dot{m}_{br}$) y agua destilada ($\dot{m}_{H_2O}$).

$$\dot{m}_{sw} = \dot{m}_{br} + \dot{m}_{H_2O}$$

$$\rho_{sw} \cdot \dot{V}_{sw} = \rho_{br} \cdot \dot{V}_{br} + \rho_{H_2O} \cdot \dot{V}_{H_2O}$$

$$\rho_{br} \cdot \dot{V}_{br} = \rho_{sw} \cdot \dot{V}_{sw} - \rho_{H_2O} \cdot \dot{V}_{H_2O}$$

$$\rho_{br} \cdot \frac{\dot{V}_{br}}{\dot{V}_{sw}} = \rho_{sw} - \rho_{H_2O} \cdot \frac{\dot{V}_{H_2O}}{\dot{V}_{sw}}$$

$$\rho_{br} \cdot (1 - \eta_{rr}) = \rho_{sw} - \rho_{H_2O} \cdot \eta_{rr}$$

$$\rho_{br} = \frac{\rho_{sw} - \rho_{H_2O} \cdot \eta_{rr}}{1 - \eta_{rr}}$$

$$\rho_{br} = 1049,0 \left[\frac{kg}{m^3} \right]$$

Anexo B : Salinidad de salmuera de rechazo (S_{br}).

$$S_{res} \cdot \dot{m}_{sw} = S_{H_2O} \cdot \dot{m}_{H_2O} + S_{br} \cdot \dot{m}_{br}$$

$$S_{res} \cdot \dot{V}_{sw} \cdot \rho_{res}^{16} = S_{H_2O} \cdot \dot{V}_{H_2O} \cdot \rho_{H_2O} + S_{br} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}$$

Como $S_{H_2O} = 0$:

$$S_{sw} \cdot \dot{V}_{sw} \cdot \rho_{sw} = S_{br} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}$$

$$S_{br} = \frac{S_{res} \cdot \dot{V}_{sw} \cdot \rho_{sw}}{\dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}$$

$$S_{br} = 71.104 [ppm]$$

Anexo C : Volumen diario de agua a bombear ($\dot{V}_{pw}$).

$$S_{res} = \frac{\dot{V}_{sw,Iq} \cdot \rho_{sw} \cdot S_{sw,Iq} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br} \cdot S_{br}}{\dot{V}_{sw,Iq} \cdot \rho_{sw} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}$$

Sin embargo, para que no exista una componente de acumulación de agua en el reservorio, el volumen de agua de mar a bombear ($\dot{V}_{sw,Iq}$) debe ser equivalente a la resta entre el volumen de agua necesario para un ciclo completo de la central de pumped storage ($\dot{V}_{pw}$) y la salmuera de rechazo en el modo de bombeo ($\dot{V}_{br}$), es decir, $\dot{V}_{sw,Iq} = \dot{V}_{pw} - \dot{V}_{br}$.

¹⁶ Si bien se calcula la salinidad del agua del reservorio (S_{res}), ya que es una mezcla de flujos con salinidades notoriamente distintas: la salinidad de la salmuera (S_{br}) es más del doble que la del agua de mar ($S_{sw,Iq}$), se estima la densidad del agua del reservorio igual a la del agua de mar ($\rho_{res} = \rho_{sw}$), debido a la similitud existente entre las densidades de la mezcla: $\rho_{sw} = 1.025,6 [kg/m^3]$ y $\rho_{br} = 1.049,0 [kg/m^3]$.

$$S_{res} = \frac{(\dot{V}_{pw} - \dot{V}_{br}) \cdot \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br} \cdot S_{br}}{(\dot{V}_{pw} - \dot{V}_{br}) \cdot \rho_{sw} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}$$

$$S_{res} = \frac{\rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} \cdot \dot{V}_{pw} - \dot{V}_{br} \cdot \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{brine} \cdot S_{br}}{\rho_{sw} \cdot \dot{V}_{pw} - \dot{V}_{br} \cdot \rho_{sw} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}$$

$$\begin{aligned} S_{res} \cdot \rho_{sw} \cdot \dot{V}_{pw} - S_{res} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{sw} + S_{res} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br} - \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} \\ \cdot \dot{V}_{pw} = -\dot{V}_{br} \cdot \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br} \cdot S_{br} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_{pw} \cdot (S_{res} \cdot \rho_{sw} - \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq}) \\ = S_{res} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{sw} - S_{res} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br} - \dot{V}_{br} \cdot \rho_{sw} \\ \cdot S_{sw,lq} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br} \cdot S_{br} \end{aligned}$$

$$\dot{V}_{pw} = \frac{\dot{V}_{br} \cdot (S_{res} \cdot \rho_{sw} - S_{res} \cdot \rho_{br} - \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} + \rho_{br} \cdot S_{br})}{\rho_{sw} \cdot (S_{res} - S_{sw,lq})}$$

$$\dot{V}_{pw} = \frac{\dot{V}_{br} \cdot [S_{res} \cdot (\rho_{sw} - \rho_{br}) - \rho_{sw} \cdot S_{sw,lq} + \rho_{br} \cdot S_{br}]}{\rho_{sw} \cdot (S_{res} - S_{sw,lq})}$$

$$\dot{V}_{pw} = 16.055 [m^3/h]$$

Anexo D : Especificaciones técnicas de la bomba de alta presión marca KSB, modelo HGM-RO.



Figura 0-1. Bomba centrífuga de alta presión, multietapas de eje horizontal, seleccionada para el modo de bombeo de la central de pumped storage. Marca KSB, modelo HGM-RO [51].

Materials*		Technical data	
Shaft	Duplex steel	Fluid pumped	Seawater, cold water
Impeller/suction impeller	Super duplex steel	Flow rate at max. speed	Up to 1,500 m³/h
Diffuser	Super duplex steel		Up to 6,606 gpm
Pressure boundary	Super duplex steel		Up to 416.66 l/s
*Other materials on request			Up to 110.1 gpm
Miscellaneous		Head*	Up to 950 m
Flanges	to DIN or ASME		Up to 3,117 ft
Drive	direct by electric motor or turbine	Pump discharge pressure	Up to 120 bar
			Up to 1,740 psi
		Temperature	Up to 40 °C
			Up to 104 °F
		Speed	3,000/3,600 rpm
			*Higher heads on request

Figura 0-2. Especificaciones técnicas de la bomba centrífuga de alta presión marca KSB, modelo HGM-RO. Extraído de [51].

Anexo E : Salinidad de la mezcla vertida al océano (S_{hw}).

$$S_{hw} \cdot \dot{m}_{hw} = S_{res} \cdot \dot{m}_{tw} + S_{br} \cdot \dot{m}_{br}$$

Como $\dot{m}_{hw} = \dot{m}_{tw} + \dot{m}_{br}$:

$$S_{hw} \cdot (\dot{m}_{tw} + \dot{m}_{br}) = S_{res} \cdot \dot{V}_{tw} \cdot \rho_{res}^{17} + S_{br} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}$$

$$S_{hw} \cdot (\dot{V}_{tw} \cdot \rho_{sw} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br,t}) = S_{res} \cdot \dot{V}_{tw} \cdot \rho_{sw} + S_{br} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}$$

$$S_{hw} = \frac{S_{res} \cdot \dot{V}_{tw} \cdot \rho_{sw} + S_{br} \cdot \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}{\dot{V}_{tw} \cdot \rho_{sw} + \dot{V}_{br} \cdot \rho_{br}}$$

$$S_{hw} = 43.244 [ppm]$$

¹⁷ Se estima la densidad del agua del reservorio igual a la del agua de mar ($\rho_{res} = \rho_{sw}$), debido a la similitud existente entre las densidades de la mezcla que llega al reservorio: $\rho_{sw} = 1.025,6 [kg/m^3]$ y $\rho_{br} = 1.049,0 [kg/m^3]$.

Anexo F : Costo/Ingreso por Extracción/Inyección de energía de la red, de un día típico de cada mes de diciembre del 2016 a noviembre del 2017.

Tabla 0-1

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de diciembre del 2016

Hora del día	$CMg E$ [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{pv,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	120,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	6.358
2	123,3	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	6.526
3	116,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	6.166
4	108,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	5.754
5	106,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	5.623
6	99,0	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-5.309
7	96,4	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-5.167
8	84,9	Bombeo	-53,6	0,0	71,3	17,7	1.504
9	67,7	Bombeo	-53,6	0,0	102,7	49,1	3.325
10	60,6	Bombeo	-53,6	0,0	124,1	70,5	4.274
11	60,6	Bombeo	-53,6	0,0	139,0	85,4	5.176
12	64,5	Bombeo	-53,6	0,0	145,4	91,8	5.921
13	61,0	Bombeo	-53,6	0,0	149,7	96,1	5.857
14	53,3	Bombeo	-53,6	0,0	150,5	96,9	5.167
15	51,0	Bombeo	-53,6	0,0	149,2	95,6	4.876
16	50,2	Bombeo	-53,6	0,0	145,8	92,1	4.623
17	52,4	Bombeo	-53,6	0,0	139,8	86,1	4.515
18	54,1	Bombeo	-53,6	0,0	120,4	66,8	3.617
19	60,3	Bombeo	-53,6	0,0	17,3	-36,3	-2.189
20	71,2	Bombeo	-53,6	0,0	0,6	-53,1	-3.779
21	94,4	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-5.064
22	125,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	6.625
23	126,8	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	6.711
24	124,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	6.571
Total							77.679

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{pv,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].

Tabla 0-2

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de enero del 2017

Hora del día	CMg E [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{PV,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	70,9	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.754
2	78,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.140
3	74,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.928
4	68,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.636
5	68,3	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.615
6	67,2	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.601
7	68,6	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.678
8	70,1	Bombeo	-53,6	0,0	58,5	4,9	340
9	62,4	Bombeo	-53,6	0,0	97,4	43,8	2.730
10	62,4	Bombeo	-53,6	0,0	119,6	66,0	4.121
11	59,6	Bombeo	-53,6	0,0	134,2	80,6	4.801
12	57,7	Bombeo	-53,6	0,0	142,9	89,3	5.147
13	58,1	Bombeo	-53,6	0,0	146,9	93,3	5.415
14	56,9	Bombeo	-53,6	0,0	147,8	94,2	5.356
15	55,2	Bombeo	-53,6	0,0	146,9	93,3	5.153
16	55,4	Bombeo	-53,6	0,0	142,2	88,5	4.907
17	56,7	Bombeo	-53,6	0,0	134,3	80,7	4.570
18	55,7	Bombeo	-53,6	0,0	117,3	63,7	3.549
19	56,1	Bombeo	-53,6	0,0	87,1	33,5	1.881
20	59,1	Bombeo	-53,6	0,0	1,5	-52,2	-3.083
21	65,7	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.524
22	70,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.730
23	73,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.869
24	72,4	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.834
Total							64.588

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{PV,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].

Tabla 0-3

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de febrero del 2017

Hora del día	CMg E [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{PV,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	82,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.365
2	80,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.244
3	74,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.945
4	71,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.786
5	69,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.679
6	67,1	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.597
7	66,9	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.585
8	66,2	Bombeo	-53,6	0,0	19,3	-34,3	-2.273
9	60,4	Bombeo	-53,6	0,0	90,1	36,4	2.203
10	55,0	Bombeo	-53,6	0,0	116,2	62,5	3.437
11	54,7	Bombeo	-53,6	0,0	130,7	77,1	4.218
12	54,2	Bombeo	-53,6	0,0	139,3	85,7	4.643
13	54,1	Bombeo	-53,6	0,0	142,6	89,0	4.816
14	53,1	Bombeo	-53,6	0,0	144,0	90,3	4.801
15	52,3	Bombeo	-53,6	0,0	142,3	88,7	4.642
16	53,0	Bombeo	-53,6	0,0	138,9	85,3	4.519
17	53,5	Bombeo	-53,6	0,0	129,6	76,0	4.068
18	53,3	Bombeo	-53,6	0,0	112,7	59,1	3.149
19	53,3	Bombeo	-53,6	0,0	81,6	28,0	1.492
20	55,1	Bombeo	-53,6	0,0	0,7	-53,0	-2.919
21	64,2	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.440
22	76,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.051
23	82,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.351
24	79,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.207
Total							58.802

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{PV,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].

Tabla 0-4

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de marzo del 2017

Hora del día	CMg E [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{PV,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	68,4	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.619
2	66,0	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.492
3	64,8	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.428
4	64,3	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.404
5	66,6	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.573
6	66,9	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.585
7	65,0	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.484
8	59,9	Bombeo	-53,6	0,0	6,4	-47,2	-2.824
9	56,5	Bombeo	-53,6	0,0	90,3	36,7	2.070
10	53,4	Bombeo	-53,6	0,0	114,4	60,8	3.246
11	51,8	Bombeo	-53,6	0,0	128,3	74,6	3.870
12	53,0	Bombeo	-53,6	0,0	134,0	80,4	4.257
13	51,1	Bombeo	-53,6	0,0	137,1	83,4	4.263
14	48,4	Bombeo	-53,6	0,0	137,6	84,0	4.066
15	47,4	Bombeo	-53,6	0,0	137,8	84,2	3.993
16	49,2	Bombeo	-53,6	0,0	137,1	83,4	4.102
17	49,2	Bombeo	-53,6	0,0	133,7	80,1	3.943
18	49,9	Bombeo	-53,6	0,0	118,4	64,8	3.230
19	52,2	Bombeo	-53,6	0,0	85,8	32,2	1.682
20	56,2	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.011
21	70,0	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.704
22	80,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.273
23	81,9	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.335
24	78,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.140
Total							52.639

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{PV,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].

Tabla 0-5

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de abril del 2017

Hora del día	CMg E [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{PV,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	65,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.444
2	60,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.182
3	58,0	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.072
4	56,6	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.033
5	56,0	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.002
6	54,1	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.903
7	53,9	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.889
8	53,3	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.858
9	51,6	Bombeo	-53,6	0,0	75,3	21,7	1.117
10	48,3	Bombeo	-53,6	0,0	102,0	48,4	2.338
11	47,7	Bombeo	-53,6	0,0	114,1	60,5	2.881
12	47,9	Bombeo	-53,6	0,0	120,2	66,6	3.190
13	47,3	Bombeo	-53,6	0,0	122,1	68,5	3.241
14	46,8	Bombeo	-53,6	0,0	121,8	68,1	3.191
15	46,3	Bombeo	-53,6	0,0	122,4	68,8	3.181
16	46,7	Bombeo	-53,6	0,0	121,9	68,3	3.190
17	46,7	Bombeo	-53,6	0,0	116,4	62,8	2.934
18	48,0	Bombeo	-53,6	0,0	94,5	40,9	1.959
19	53,2	Bombeo	-53,6	0,0	57,5	3,9	208
20	60,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.210
21	58,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.098
22	64,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.425
23	67,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.573
24	68,3	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.616
Total							39.367

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{PV,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].

Tabla 0-6

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de mayo del 2017

Hora del día	CMg E [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{PV,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	72,4	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.831
2	69,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.690
3	66,4	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.559
4	65,8	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.528
5	65,4	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.506
6	65,3	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.499
7	67,0	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.591
8	64,9	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.482
9	60,2	Bombeo	-53,6	0,0	64,3	10,7	644
10	53,4	Bombeo	-53,6	0,0	94,2	40,6	2.168
11	51,7	Bombeo	-53,6	0,0	106,1	52,5	2.713
12	50,3	Bombeo	-53,6	0,0	109,4	55,7	2.804
13	49,7	Bombeo	-53,6	0,0	108,2	54,6	2.712
14	49,1	Bombeo	-53,6	0,0	109,8	56,2	2.761
15	47,3	Bombeo	-53,6	0,0	109,7	56,1	2.653
16	47,2	Bombeo	-53,6	0,0	108,3	54,6	2.578
17	48,3	Bombeo	-53,6	0,0	100,3	46,7	2.254
18	61,9	Bombeo	-53,6	0,0	71,7	18,1	1.120
19	75,2	Generación	0,0	52,9	2,2	55,2	4.151
20	78,6	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.163
21	76,0	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.022
22	78,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.152
23	79,6	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.214
24	76,7	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.061
Total							33.527

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{PV,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].

Tabla 0-7

Ingreso total por inyección de energía a la red de un día promedio de junio del 2017

Hora del día	CMg E [$\frac{USD}{MWh}$]	Modo de operación	$E_{p,h}$ [MWh]	$E_{t,h}$ [MWh]	$E_{PV,h}$ [MWh]	$E_{gen/req}$ [MWh]	Ganancia/Costo E [USD]
1	69,0	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.651
2	64,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.392
3	60,3	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-3.233
4	53,2	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.854
5	50,8	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.723
6	50,6	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.715
7	51,7	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.775
8	49,8	Bombeo	-53,6	0,0	0,0	-53,6	-2.670
9	43,1	Bombeo	-53,6	0,0	48,3	-5,3	-227
10	43,3	Bombeo	-53,6	0,0	81,5	27,9	1.210
11	43,5	Bombeo	-53,6	0,0	94,3	40,7	1.774
12	45,3	Bombeo	-53,6	0,0	98,3	44,7	2.022
13	44,7	Bombeo	-53,6	0,0	98,5	44,8	2.005
14	44,8	Bombeo	-53,6	0,0	98,9	45,3	2.028
15	44,1	Bombeo	-53,6	0,0	98,3	44,7	1.970
16	42,8	Bombeo	-53,6	0,0	95,2	41,6	1.782
17	44,7	Bombeo	-53,6	0,0	83,9	30,3	1.356
18	58,3	Bombeo	-53,6	0,0	61,6	8,0	465
19	71,4	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.777
20	80,4	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.257
21	78,5	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.155
22	77,8	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.116
23	76,2	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	4.031
24	73,1	Generación	0,0	52,9	0,0	52,9	3.869
Total							28.663

Nota. $E_{gen/req} = E_{p,h} + E_{t,h} + E_{PV,h}$. Elaboración propia, a partir de [58] y [48].