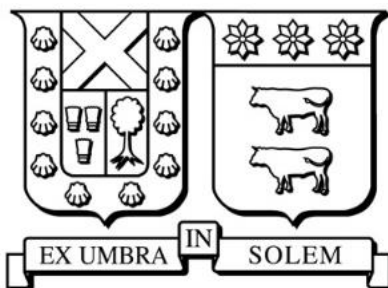


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL
VALPARAÍSO – CHILE



ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA COMPRESSED HYDRO ENERGY STORAGE CHEX EN
RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS ABANDONADOS

DAMIÁN CRISTÓBAL FRIEDLI FERNÁNDEZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL QUÍMICO

PROFESOR GUÍA – ADRIÁN ORTIZ

PROFESOR CORREFERENTE – CHRISTIAN ROMERO

MARZO – 2024



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): Memoria o trabajo de título Tesis de Postgrado

Título del trabajo: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA COMPRESSED HYDRO ENERGY STORAGE CHEX EN RESERVORIOS DE HIDROCARBUROS ABANDONADOS

Nombre del candidato(a): Damián Cristóbal Friedli Fernández

Carrera / Grado: Ingeniería Civil Química

Campus: Casa Central

Departamento: Ingeniería Química y Ambiental

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Adrián Enrique Ortiz Rojas, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a)

del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.


El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

6 meses 12 meses 2 años 3 años 5 años 10 años


Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 25-11-2025 Firma: 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 25-11-2025 Firma: 

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

Resumen

El presente estudio aborda el análisis técnico y económico de la implementación de la tecnología Compressed Hydro Energy Storage (CHEX) en reservorios de hidrocarburos abandonados, con el objetivo de almacenar aire comprimido para luego generar energía eléctrica. El caso de estudio se centra en la región de Magallanes, al sur de Chile, donde existen numerosos pozos de hidrocarburos abandonados que poseen características geológicas adecuadas para el almacenamiento de aire comprimido.

Se analizaron cuatro escenarios definidos por diferentes presiones de fondo del pozo: 10, 25, 50 y 100 [bar], evaluando el impacto de estos parámetros en el desempeño técnico y económico del sistema. La metodología incluyó el diseño de compresores, turbinas, estanques de agua y el cálculo del número de pozos y reservorios necesarios. Además, para el análisis económico se consideró el ahorro económico en función del costo que representaría adquirir la misma cantidad de energía y potencia instalada a través de la tarifa eléctrica actualmente vigente en la región de Magallanes.

El sistema propuesto utiliza energía eólica para alimentar compresores que almacenan aire comprimido en reservorios conectados por pozos de hidrocarburos abandonados. Durante periodos de alta demanda, el aire comprimido desplaza agua hacia turbinas hidráulicas, generando electricidad.

Los resultados muestran que la presión de cabezal del pozo es más sensible a cambios en profundidades mayores cuando la presión de fondo es alta. El caso más favorable, con una presión de fondo de 10 [bar] y una eficiencia cíclica del 40,2%, requiere un volumen de reservorio de 5.691.641 [m³] y 49 pozos. El caso menos favorable, con una presión de fondo de 100 [bar] y una eficiencia cíclica del 18,0%, necesita un volumen de reservorio de 569.164 [m³] y solo 5 pozos. El diseño propuesto incluye 3 cadenas de 3 compresores, 2 turbinas hidráulicas de 50 [MW] y 3 estanques por turbina, cuyos volúmenes aumentan cuando la presión de fondo del pozo es mayor.

En cuanto al análisis económico, se observó que el principal costo de inversión corresponde a la planta eólica, seguida por los componentes principales del sistema. El CAPEX varía entre 256 [MMUSD] en el caso más favorable y 527 [MMUSD] en el caso menos favorable. Los indicadores de rentabilidad confirmaron la viabilidad del proyecto, destacándose el caso más favorable con un VAN de 425 [MMUSD], una TIR del 24% y un Payback de 5 años, mientras que el caso menos favorable presenta un VAN de 120 [MMUSD], una TIR del 11% y un Payback de 10 años.

Finalmente, el estudio concluye que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente. La reutilización de pozos de hidrocarburos abandonados y la implementación de energía renovable refuerzan el compromiso ambiental y el potencial de la tecnología CHEX en Chile.

Abstract

This study addresses the technical and economic analysis of implementing Compressed Hydro Energy Storage (CHEX) technology in abandoned hydrocarbon reservoirs, with the aim of storing compressed air to subsequently generate electrical energy. The case study focuses on the Magallanes region in southern Chile, where numerous abandoned hydrocarbon wells possess geological characteristics suitable for compressed air storage.

Four scenarios were analyzed, defined by different bottomhole pressures: 10, 25, 50, and 100 [bar], assessing the impact of these parameters on the system's technical and economic performance. The methodology included the design of compressors, turbines, water tanks, and the calculation of the required number of wells and reservoirs. Additionally, for the economic analysis, the cost savings were calculated based on the expense of purchasing the same amount of energy and installed capacity through the current electricity tariff in the Magallanes region.

The proposed system uses wind energy to power compressors that store compressed air in reservoirs connected by abandoned hydrocarbon wells. During periods of high demand, the compressed air displaces water toward hydraulic turbines, generating electricity.

The results show that the wellhead pressure is more sensitive to changes at greater depths when the bottomhole pressure is high. The most favorable scenario, with a bottomhole pressure of 10 [bar] and a cycle efficiency of 40,2%, requires a reservoir volume of 5.691.641 [m³] and 49 wells. The least favorable scenario, with a bottomhole pressure of 100 [bar] and a cycle efficiency of 18,0%, requires a reservoir volume of 569.164 [m³] and only 5 wells. The proposed design includes 3 chains of 3 compressors, 2 hydraulic turbines of 50 [MW], and 3 water tanks per turbine, with tank volumes increasing as the bottomhole pressure rises.

Regarding the economic analysis, it was observed that the main investment cost corresponds to the wind power plant, followed by the primary system components. The CAPEX ranges between 256 [MMUSD] in the most favorable case and 527 [MMUSD] in the least favorable case. Profitability indicators confirmed the project's feasibility, with the most favorable case achieving an NPV of 425 [MMUSD], an IRR of 24%, and a Payback of 5 years, while the least favorable case shows an NPV of 120 [MMUSD], an IRR of 11%, and a Payback of 10 years.

Finally, the study concludes that the project is both technically and economically viable. The reuse of abandoned hydrocarbon wells and the integration of renewable energy reinforce the environmental commitment and the potential of CHEX technology in Chile.

Índice

Resumen	2
Abstract	3
Nomenclatura	11
1 Introducción	14
1.1 Contexto	14
1.2 Caso de Estudio	18
2 Marco Teórico	20
2.1 Tecnología Compressed Hydro Energy Storage (CHEX)	20
2.2 Almacenamiento de aire comprimido en reservorios	21
2.3 Pozos de hidrocarburo abandonados en la región de Magallanes	24
3 Objetivos	25
3.1 Objetivo general	25
3.2 Objetivos específicos	25
4 Metodología	26
4.1 Metodología de la evaluación técnica de la tecnología CHEX	26
4.1.1 Selección y dimensionamiento de turbina	27
4.1.2 Expansión adiabática del aire comprimido	28
4.1.3 Diseño del estanque de agua	29
4.2 Metodología de la evaluación técnica del almacenamiento de aire comprimido en reservorios	29
4.2.1 Pozos de hidrocarburos abandonados	30
4.2.2 Tamaño del reservorio	30
4.2.3 Número de reservorios	31
4.2.4 Compresión del aire	31
4.2.4.1 Parámetros de operación	32
4.2.4.2 Consumo energético del compresor	33
4.2.4.3 Enfriamiento intermedio	34

4.2.5	Calor cedido por el reservorio.....	35
4.3	Metodología del diseño de la planta eólica.....	35
4.4	Metodología de la evaluación económica.....	36
4.4.1	Costos de inversión (CAPEX).....	36
4.4.1.1	Equipos principales.....	36
4.4.1.2	Estudios de reservorio ajenos a la perforación.....	37
4.4.1.3	Costo de la planta eólica.....	37
4.4.1.4	Costos de componentes.....	38
4.4.1.5	Agua del estanque.....	39
4.4.2	Costos operacionales (OPEX).....	39
4.4.2.1	Costos de mantenimiento.....	39
4.4.2.2	Costos de consumo energético.....	40
4.4.2.3	Costos de operación y gestión.....	40
4.4.2.4	Costos asociados a la vida útil de los componentes.....	40
4.4.3	Indicadores de rentabilidad.....	40
4.4.3.1	Valor Actual Neto (VAN).....	41
4.4.3.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	42
4.4.3.3	Período de Recuperación (Payback).....	42
4.4.4	Análisis integral.....	42
5	Resultados.....	44
5.1	Casos de estudio seleccionados.....	44
5.2	Tecnología CHEX.....	45
5.3	Almacenamiento de aire comprimido en reservorios.....	47
5.3.1	Reservorio de almacenamiento de aire comprimido.....	47
5.3.2	Compresión del aire.....	49
5.4	Planta eólica.....	51
5.5	Evaluación económica.....	51
5.5.1	CAPEX y OPEX.....	52

5.5.2	Indicadores de rentabilidad	55
5.5.3	Análisis integral.....	56
6	Conclusiones	58
7	Referencias	61
8	Anexos.....	66
8.1	Anexo A: Detalle de costos de exploración y estudios de reservorio	66
8.2	Anexo B: Detalle de costos de los componentes.....	66
8.3	Anexo C: Flujos de caja	71

Índice de tablas

Tabla 1. Casos de estudio.....	27
Tabla 2. Porcentajes típicos de los valores de inversión de capital fijo para segmentos de costos directos e indirectos en plantas multipropósito (Peters et al., 2003).....	38
Tabla 3. Tarifa eléctrica AT4 de Edelmag para el mes de marzo del 2025 (EDEL MAG, 2025). 41	
Tabla 4. Casos de estudio seleccionados.....	44
Tabla 5. Valores de entrada para el diseño de turbina.	46
Tabla 6. Resultado del dimensionamiento de las turbinas.	46
Tabla 7. Resultados del dimensionamiento de los estanques de agua.	46
Tabla 8. Volumen y número de reservorios para cada caso de estudio.	47
Tabla 9. Diseño de carga/descarga de aire comprimido utilizando los pozos de hidrocarburos abandonados.	48
Tabla 10. Caudal de carga y descarga de aire y número de pozos para cada caso de estudio.	48
Tabla 11. Datos de entrada para el sistema de compresión de aire.	49
Tabla 12. Resultados del sistema de compresión de aire para cada caso de estudio.	49
Tabla 13. Valores de diseño del ITC para cada caso de estudio.	50
Tabla 14. Tiempo de 1 ciclo y ciclos por año.	52
Tabla 15. Eficiencia cíclica para cada caso de estudio.	52
Tabla 16. Costos en estudios de reservorio para cada caso de estudio.	52
Tabla 17. Costos de agua de llenado del estanque para cada caso de estudio.	53
Tabla 18. Costos para cada caso de estudio.	53
Tabla 19. CAPEX y OPEX.	54
Tabla 20. Indicadores de rentabilidad para cada caso de estudio.....	56
Tabla 21. Detalle de costos de exploración y estudios de reservorio ajenos a la perforación de pozos (Díaz, 2012).	66
Tabla 22. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 1.....	66
Tabla 23. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 1.	67
Tabla 24. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 2.....	68
Tabla 25. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 2.	68

Tabla 26. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 3.....	69
Tabla 27. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 3.	69
Tabla 28. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 4.....	70
Tabla 29. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 4.	71

Índice de figuras

Figura 1. Evolución capacidad instalada de energías renovable (MME, 2024).....	15
Figura 2. Tiempo de descarga de energía promedio versus capacidad energética del sistema para distintas tecnologías de almacenamiento de energía (Young et al., 2021).	16
Figura 3. Costos de tecnologías de almacenamiento de energía (Mongird et al., 2020).....	17
Figura 4. Diagrama y elementos principales de un sistema CAES (Zohuri, 2022).	18
Figura 5. Diagrama de funcionamiento del sistema CHEX (Aliaga et al., 2024).	20
Figura 6. Diagrama del proceso de inyección de aire comprimido (Modificada de Zhou et al., 2021).....	22
Figura 7. Límites explosivos del metano en el aire según presión y concentración de metano (Malloy et al., 2007).....	23
Figura 8. Esquema del sistema propuesto.	26
Figura 9. Selección del tipo de turbina en función del gasto y la carga de diseño (Sandoval, 2018).	27
Figura 10. Límites de uso de compresores (Ingemecánica, 2024).	32
Figura 11. Análisis de sensibilidad de la presión de fondo del pozo y la profundidad del pozo en los distintos casos de estudio.....	44
Figura 12. Análisis de sensibilidad del calor cedido por el reservorio al aire comprimido.	45
Figura 13. Análisis de sensibilidad de los requerimientos de la planta eólica.	51
Figura 14. Porcentajes de los costos de inversión del sistema según el CAPEX para cada caso de estudio.	55
Figura 15. Flujo de caja: Caso 1.....	71
Figura 16. Flujo de caja: Caso 1 (primera continuación).	72
Figura 17. Flujo de caja: Caso 1 (segunda continuación).	72
Figura 18. Flujo de caja: Caso 2.....	73
Figura 19. Flujo de caja: Caso 2 (primera continuación).	73
Figura 20. Flujo de caja: Caso 2 (segunda continuación).	74
Figura 21. Flujo de caja: Caso 3.....	74
Figura 22. Flujo de caja: Caso 3 (primera continuación).	74
Figura 23. Flujo de caja: Caso 3 (segunda continuación).	75

Figura 24. Flujo de caja: Caso 4.....	75
Figura 25. Flujo de caja: Caso 4 (primera continuación).....	76
Figura 26. Flujo de caja: Caso 4 (segunda continuación).	76

Nomenclatura

Variable	Nomenclatura	Unidad
Pérdida de carga de bombas	ΔP_B	Pa
Área ITC	A_{ITC}	m^2
Calor específico del agua	$C_{P,Agua}$	J/kg/K
Calor Específico a Presión Constante	$C_{P,Aire}$	J/kg/K
Diámetro tuberías de carga	$D_{Tubería}$	m
Flujo de agua de servicio	$F_{Agua,S}$	kg/s
Flujo de carga de aire en el reservorio	F_{Carga}	kg/s
Flujo de caja neto	F_t	USD
Gravedad	g	m/s^2
Gradiente térmico	G_T	$^{\circ}C/km$
Altura de columna de agua	H_W	m
Inversión inicial	I_0	USD
Diferencia media logarítmica de temperaturas	LMTD	K
Masa de aire en el reservorio	m_{Aire}	kg
Número de aerogeneradores	$N_{Aerogeneradores}$	-
Número de cadenas de compresores	$N_{Cadenas}$	-
Número de pozos	N_{Pozos}	-
Número de reservorios	$N_{Reservorios}$	-
Número de turbinas	$N_{Turbinas}$	-
Profundidad del pozo	p	m
Presión atmosférica	P_{atm}	Pa
Período de recuperación	Payback	año
Presión del fondo del pozo	P_{bh}	Pa
Costo de compra del equipo	PEC	USD
Poder específico	$P_{Específico}$	J/kg
Presión de operación	P_{Op}	Pa
Presión del cabezal de pozo	P_{wh}	Pa
Flujo volumétrico de agua en turbina	Q_{Agua}	m^3/s
Flujo volumétrico de aire en tuberías de carga	Q_{Aire}	m^3/s
Flujo volumétrico normal de carga de aire	$Q_{Carga,N}$	Nm^3/h

Tasa de transferencia de calor en cada ITC	Q_{ITC}	W
Constante de los gases para aire	R	J/kg/K
Tasa de descuento	r	-
Eficiencia cíclica	RTE	-
Gravedad específica del aire	SG_{Aire}	-
Tiempo de autonomía del sistema	t_A	s
Temperatura del agua de entrada del ITC	$T_{Agua,E}$	K
Temperatura del agua de salida del ITC	$T_{Agua,S}$	K
Tiempo de carga de aire en el reservorio	t_C	s
Tiempo de descarga de aire	t_D	s
Temperatura de entrada al compresor	$T_{Entrada}$	K
Tasa interna de retorno	TIR	-
Temperatura del aire en el estanque de agua	T_{Op}	K
Temperatura aire en reservorio	T_R	K
Temperatura de salida del aire del compresor	T_{Salida}	K
Coefficiente de transferencia de calor para agua y aire	U	W/m ² /K
Volumen inicial agua	V_{Agua}	m ³
Volumen de aire en el estanque	$V_{Aire,P}$	m ³
Valor actual neto	VAN	USD
Velocidad máxima de aire en tuberías de carga	$v_{Máxima}$	m/s
Volumen Pistón	V_P	m ³
Volumen de reservorio	V_R	m ³
Volumen de reservorio de referencia	$V_{Ref,R}$	m ³
Potencia instalada	\dot{W}	W
Potencia bomba de llenado	\dot{W}_A	W
Potencia de bombas	\dot{W}_B	W
Trabajo de compresión en z etapas	W_C	J/kg
Potencia de compresor	\dot{W}_C	W
Potencia de expansión	\dot{W}_E	W
Calor cedido por el reservorio	\dot{W}_R	W
Potencia bomba de servicio	\dot{W}_S	W
Potencia por turbina	\dot{W}_T	W
Número de etapas de compresión	z	-

Índice politrópico	γ	-
Eficiencia isoentrópica	η_s	-
Eficiencia turbina	η_T	-
Ratio compresión	π_C	-
Densidad agua	ρ_{Agua}	kg/m^3
Densidad aire	ρ_{Aire}	kg/m^3
Densidad de aire a condiciones normales	$\rho_{\text{Aire,N}}$	kg/m^3
Índice adiabático	Φ	-

1 Introducción

1.1 Contexto

En las últimas décadas, el mundo ha experimentado una creciente preocupación por el cambio climático (Capstick et al., 2015). La necesidad de reducir la contaminación generada por la producción de electricidad a partir de carbón, gas natural, diésel, etc. (combustibles fósiles) ha impulsado el desarrollo de tecnologías con un menor impacto ambiental (Razmjoo et al., 2021). Además, el uso de combustibles fósiles ha generado incertidumbre sobre su futura disponibilidad y costos (Shafiee & Topal, 2009). Por esto, se han desarrollado tecnologías de energía renovable no convencionales (ERNC), de las cuales se espera que puedan satisfacer el 80% del crecimiento de la demanda de electricidad en el mundo durante los próximos 10 años (Chu et al., 2022).

Potencias mundiales están impulsando la transición energética, sustituyendo las fuentes de energía convencionales por ERNC alternativas (Vigoya et al., 2020). Actualmente, existen más de 100 ciudades en todo el mundo, tanto en países desarrollados como en desarrollo, en donde el 70% de la electricidad ya proviene de ERNC (Kusch-Brandt, 2019). Países como Islandia, Noruega, Costa Rica, Brasil y Canadá son ejemplos que alcanzan, o están cerca de lograr, una red eléctrica 100% renovable a través de sistemas hidroeléctricos, eólicos y solares fotovoltaicos (Kroposki et al., 2017).

En los últimos años, Chile ha transformado significativamente sus políticas energéticas en beneficio de las ERNC y la eficiencia energética (Simsek et al., 2019). En el contexto de la limitada disponibilidad de combustibles fósiles, el país se destaca como uno de los líderes mundiales en el desarrollo de energías renovables gracias a sus condiciones geográficas favorables para la implementación de energía solar, eólica, geotérmica y mareomotriz (SOLCOR, 2024).

Regiones en el norte del país, tales como Arica y Parinacota, tienen un gran potencial en el aprovechamiento de la energía solar (Moraga-Contreras et al., 2022). Por otro lado, en las costas de la zona central y sur del país existe también una gran oportunidad de aprovechar la energía eólica (Mattar & Borvarán, 2016). Así, se observa en la **Figura 1** la evolución de la capacidad instalada de distintas ERNC en Chile, desde 2007 hasta 2024, siendo las más relevantes y con un mayor crecimiento las energías solar y eólica (MME, 2024).

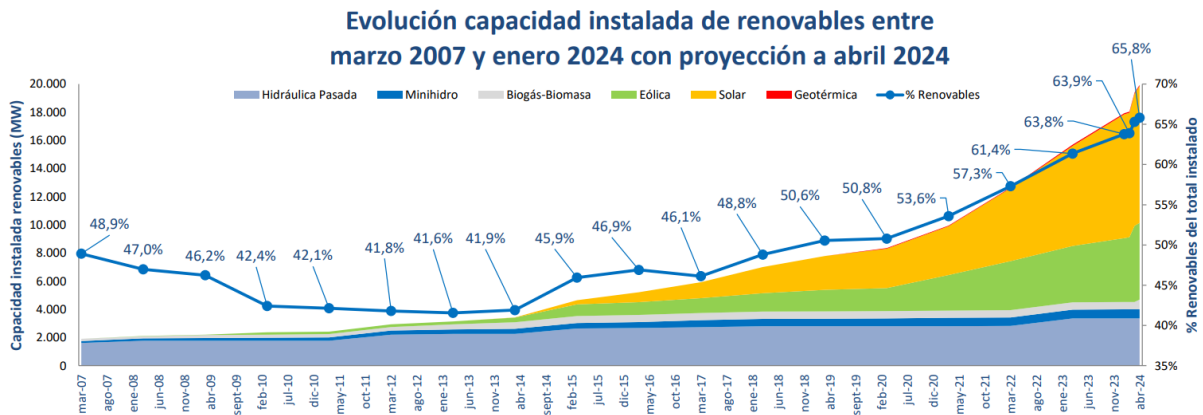


Figura 1. Evolución capacidad instalada de energías renovable (MME, 2024).

Si bien las ERNC son abundantes y respetuosas con el medio ambiente, presentan un desafío significativo: su intermitencia. La producción de energía renovable depende en gran medida de las condiciones meteorológicas y del ciclo día-noche, lo que puede resultar en periodos de alta producción seguidos de periodos de baja o nula generación de energía, sobre todo en el uso de energía solar y eólica (Leonard et al., 2020). Este comportamiento hace crucial el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía que permitan capturar el exceso de energía durante los periodos de alta producción y almacenarla para su uso en momentos de baja generación.

Actualmente existe un gran número de tecnologías de almacenamiento de energía, tales como las baterías de litio, almacenamientos de energía térmica, hidroeléctrica por bombeo, química e hidrógeno, entre otros (Koochi-Fayegh & Rosen, 2020). En la **Figura 2** se observa una comparación entre la capacidad de almacenamiento de energía y sus tiempos de descarga de energía promedio para distintas tecnologías, en donde se observa que presentan una mayor capacidad de almacenamiento son las de aire comprimido (compressed air) e hidroeléctrica por bombeo (pumped hydro) (Young et al., 2021).

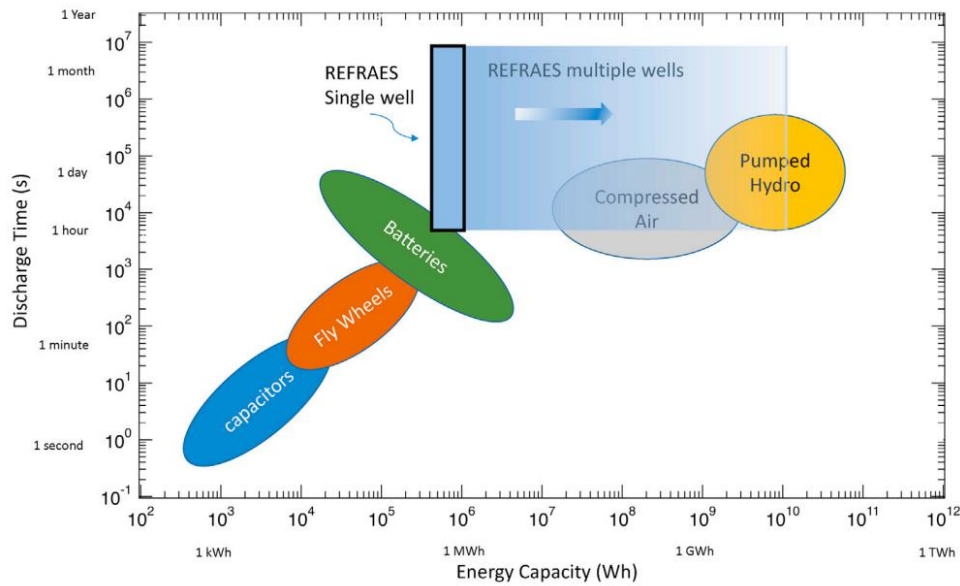


Figura 2. Tiempo de descarga de energía promedio versus capacidad energética del sistema para distintas tecnologías de almacenamiento de energía (Young et al., 2021).

En la **Figura 3** se muestra una comparación de los costos asociados a diversas tecnologías de almacenamiento de energía considerando tanto los costos de capital como los de operación y mantenimiento (O&M). Entre las tecnologías destacadas, el almacenamiento mediante aire comprimido (Compressed Air) presenta costos competitivos en comparación con otras alternativas, como las baterías de plomo-ácido (Lead Acid) o las tecnologías híbridas de cátodo de zinc (Zinc Hybrid Cathode). Aunque tecnologías como las ultracapacitores y las turbinas de combustión tienen costos significativamente más bajos, estas suelen estar limitadas por su capacidad de almacenamiento y tiempo de descarga, mientras que opciones como el aire comprimido o el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo ofrecen un equilibrio favorable entre costo, capacidad y duración (Mongird et al., 2020).

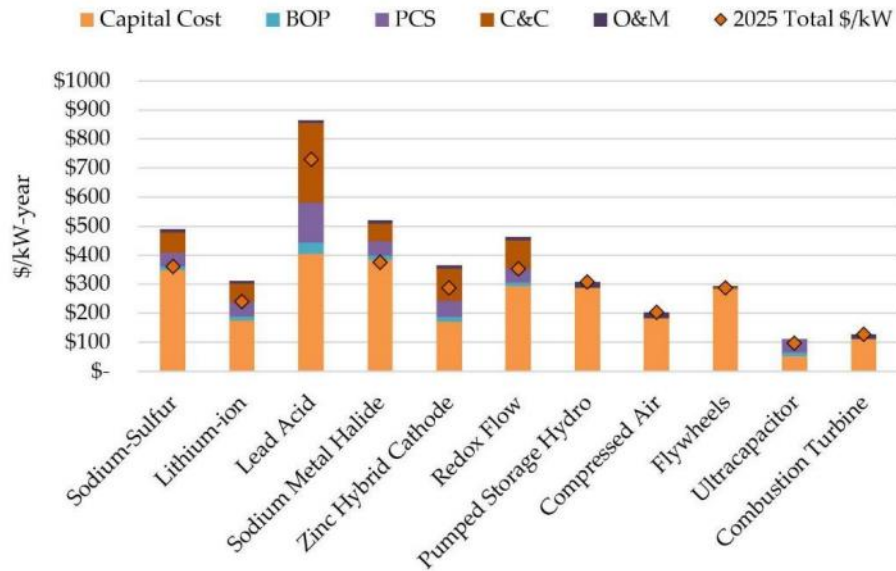


Figura 3. Costos de tecnologías de almacenamiento de energía (Mongird et al., 2020).

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido o “Compressed Air Energy Storage” (CAES, por sus siglas en inglés) se presenta como una de las soluciones tecnológicas emergentes para abordar este desafío. Este sistema permite almacenar grandes cantidades de energía en forma de aire comprimido, que luego puede liberarse y pasar por una turbina de aire, la cual genera electricidad (Budt et al., 2016). Sin embargo, las tecnologías tradicionales de CAES requieren grandes espacios subterráneos con características especiales, lo que limita su implementación a ciertas regiones geográficas (Olabi et al., 2021).

Estas tecnologías suelen almacenar aire en estructuras geológicas como cavernas de sal, reservorios porosos o pozos de hidrocarburos abandonados. Estos reservorios permiten almacenar grandes volúmenes de aire a alta presión, facilitando la producción de energía en momentos de alta demanda (Kushnir et al., 2012).

Un reservorio se define como una formación geológica que puede almacenar fluidos, en este caso, aire comprimido, de manera segura y eficiente. Para ser adecuado, el reservorio debe contar con características específicas como una alta porosidad para maximizar el almacenamiento y una capa de sello impermeable que impida la fuga del aire comprimido. Los reservorios de hidrocarburos abandonados son particularmente útiles para CAES, ya que ya poseen una infraestructura que puede ser reutilizada, aunque es crucial evaluar la presencia de gases residuales, como metano, que podrían presentar riesgos de seguridad si se combinan con aire comprimido a alta presión (Allen et al., 1983).

Se observa en la **Figura 4** el diagrama de la tecnología CAES, en donde sus elementos principales son el compresor que almacena aire, la estructura geológica en donde se almacena el aire a alta presión y la turbina que genera la electricidad.

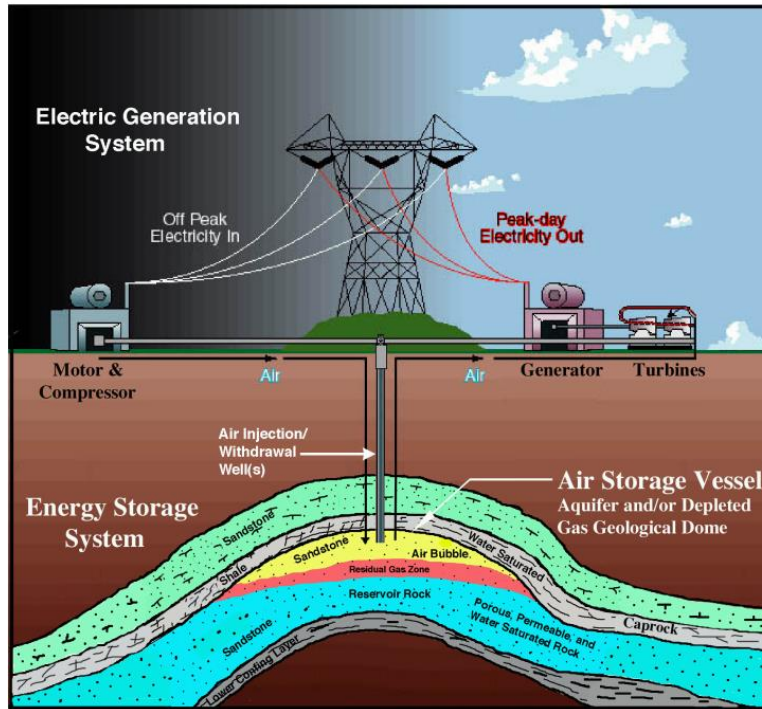


Figura 4. Diagrama y elementos principales de un sistema CAES (Zohuri, 2022).

1.2 Caso de Estudio

En el contexto del almacenamiento de energía, la tecnología Compressed Hydro Energy Storage (CHEX), desarrollada por Christian Romero y la empresa Energy CHEX SpA, se presenta como una solución innovadora y eficiente. La tecnología CHEX combina las ventajas del almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) con sistemas hidráulicos, permitiendo almacenar energía a gran escala. El principio fundamental de esta tecnología es utilizar aire comprimido para desplazar agua en un sistema cerrado, generando energía eléctrica a través de una turbina hidráulica durante los periodos de alta demanda.

Una de las principales ventajas de la tecnología CHEX es su capacidad para almacenar energía con alta densidad y ofrecer un suministro continuo durante largos periodos. Dependiendo de la escala de implementación, esta tecnología puede gestionar potencias instaladas en el orden de MegaWatts y Giga Watts, convirtiéndose en una opción viable para almacenar grandes volúmenes de energía renovable y utilizar cuando sea necesario.

La región de Magallanes, ubicada en el extremo sur de Chile, posee un vasto historial de explotación de hidrocarburos, principalmente gas y petróleo. A lo largo de las décadas, la Empresa

Nacional del Petróleo (ENAP) ha desarrollado numerosos pozos de hidrocarburos en la región. Sin embargo, con el agotamiento de varios yacimientos, muchos pozos se han abandonado, dejando una infraestructura subterránea ociosa que podría reutilizarse (ENAP, 2022).

Además, la región de Magallanes se destaca por poseer uno de los recursos eólicos más abundantes y constantes del país, con un potencial estimado de hasta 126.000 [MW] (Induambiente, 2021). Este alto potencial, sumado a las condiciones climáticas favorables, convierte a la región en un lugar ideal para la instalación de plantas eólicas a gran escala.

El presente estudio propone la reutilización de estos pozos de hidrocarburos abandonados como reservorios para almacenar aire comprimido en el sistema CHEX. Así, es posible hacer uso de una infraestructura existente que permite implementar un sistema de almacenamiento de energía de alta capacidad en una región estratégica para generar energía renovable, principalmente eólica.

2 Marco Teórico

2.1 Tecnología Compressed Hydro Energy Storage (CHEX)

El funcionamiento de la tecnología CHEX se basa en un ciclo de carga y descarga, donde el aire comprimido actúa sobre una columna de agua en un cilindro. Este proceso permite que el aire comprima el agua y luego, a través de la expansión controlada del aire, el sistema genera un flujo constante de agua que activa una turbina hidráulica (Aliaga et al., 2024). Se observa en la **Figura 5** el ciclo operativo de un sistema de pistón líquido CHEX, que utiliza dos pistones alternados para generar energía mediante la compresión y expansión de gas en combinación con agua como fluido de desplazamiento.

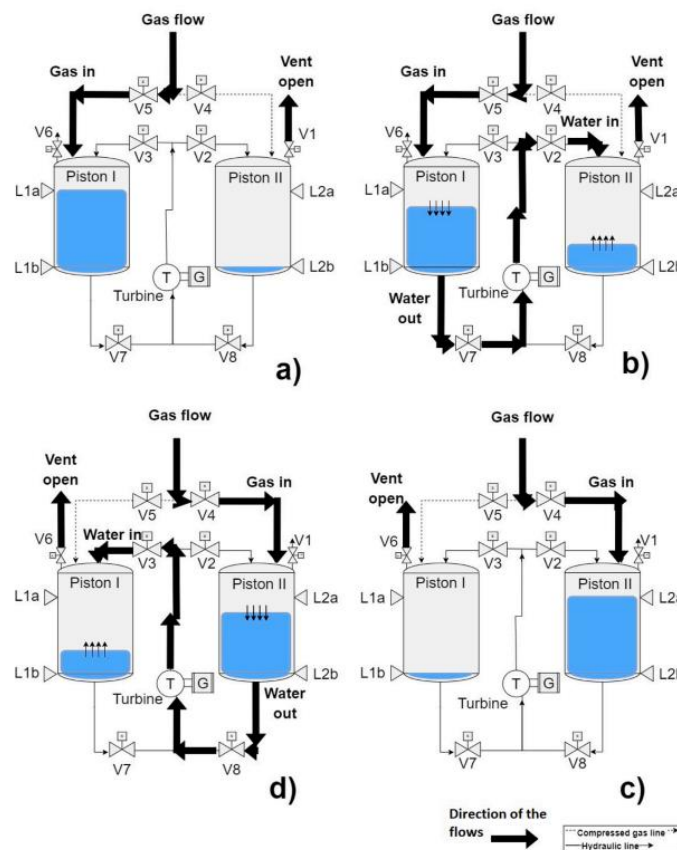


Figura 5. Diagrama de funcionamiento del sistema CHEX (Aliaga et al., 2024).

En la primera etapa (a), el pistón I se presuriza mediante gas comprimido, mientras el pistón II está en su nivel mínimo de agua y ventado a la atmósfera, preparándose para el ciclo de generación de energía. En la segunda etapa (b), el agua fluye desde el pistón I hacia el pistón II a través de la turbina, generando energía en el proceso, mientras el gas del pistón II es liberado. En la tercera etapa (c), el pistón II se presuriza para que el agua pueda fluir nuevamente, y el pistón I se ventila,

listo para iniciar otro ciclo. Finalmente, en la cuarta etapa (d), el agua fluye desde el pistón II hacia el pistón I, pasando nuevamente a través de la turbina y generando energía (Aliaga et al., 2024).

Este sistema ha demostrado ventajas significativas en términos de eficiencia energética y escalabilidad. En comparación con otros métodos de almacenamiento, CHEX presenta eficiencias que oscilan entre el 60% y el 80% dependiendo de la configuración del pistón y las condiciones de operación. Además, la temperatura del aire de entrada también determina esta eficiencia, considerando que se deben evitar temperaturas mayores a 50 [°C], para evitar la evaporación del agua del estanque (Aliaga et al., 2024).

Finalmente, el sistema CHEX también se distingue por su configuración de pistones que permiten recircular el agua entre dos o más tanques, reduciendo así el tamaño de los depósitos necesarios y mejorando la estabilidad del flujo. Esta configuración asegura un flujo constante en la turbina durante los ciclos de descarga, permitiendo una salida de potencia estable. Este aspecto es crucial para aplicaciones industriales y de generación de energía, donde se requiere una fuente confiable y continua (Aliaga et al., 2024).

2.2 Almacenamiento de aire comprimido en reservorios

El aire comprimido presenta características específicas que deben considerarse en un sistema de almacenamiento. Al comprimir el aire, su presión y densidad aumentan, lo que permite almacenar una mayor cantidad de energía en un volumen reducido. Sin embargo, la compresión también incrementa la temperatura del aire, lo cual puede generar pérdidas de eficiencia debido a la disipación de calor. En sistemas como CHEX, se busca una compresión casi isotérmica, es decir, mantener la temperatura constante durante el proceso de compresión, lo que permite maximizar la eficiencia del almacenamiento y reducir la generación de calor no deseado (Gouda et al., 2021).

En la simplificado del proceso de inyección y extracción de aire comprimido en un pozo que conecta un reservorio subterráneo a la superficie. En este contexto, el “wellhead pressure” (presión de cabezal del pozo) es el componente ubicado en la superficie que actúa como un punto de control para la inyección o extracción de fluidos hacia o desde el reservorio. Sirve para manejar la presión, asegurar la conexión del compresor y prevenir fugas, siendo esencial para la integridad del sistema. Por otro lado, el “bottomhole pressure” (presión de fondo del pozo) se encuentra en la base del pozo y representa el punto donde la presión del reservorio interactúa directamente con el fluido inyectado o extraído. En este esquema, el compresor proporciona la energía necesaria para superar la presión del reservorio y garantizar el flujo hacia el fondo del pozo, lo que permite almacenar aire comprimido en el sistema o liberarlo para generación de energía (Zhou et al., 2021).

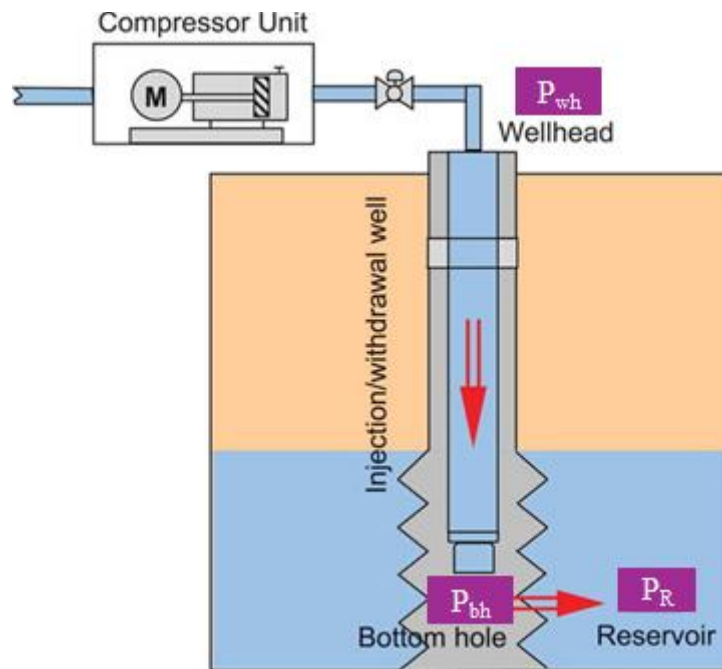


Figura 6. Diagrama del proceso de inyección de aire comprimido (Modificada de Zhou et al., 2021).

Por otro lado, para almacenar aire comprimido de manera eficiente y segura, los reservorios deben cumplir con ciertas especificaciones estructurales y geológicas:

- a) **Porosidad:** La porosidad del reservorio es fundamental, ya que determina la capacidad de almacenamiento de aire comprimido en el volumen de la roca. Los reservorios ideales deben tener suficiente porosidad para alojar el aire comprimido sin permitir su migración a través de otras capas. Una porosidad moderada a alta es preferible, ya que permite una mayor densidad de almacenamiento sin comprometer la estabilidad estructural del reservorio (Budt et al., 2016).
- b) **Permeabilidad:** Es necesario que el reservorio tenga baja permeabilidad para que el aire comprimido no se escape hacia otras formaciones o hacia la superficie. La baja permeabilidad asegura que el aire permanezca confinado en el reservorio durante el periodo de almacenamiento. Este aspecto se relaciona con la necesidad de una capa de sello en la parte superior del reservorio (Chen et al., 2018).
- c) **Capa de Sello o Capa Impermeable:** Los reservorios de aire comprimido requieren una capa de sello impermeable, o capa semipermeable, sobre el reservorio principal. Esta capa actúa como una barrera que evita la fuga de aire comprimido hacia capas superiores o la atmósfera. En sistemas naturales, esta capa suele estar formada por arcillas o rocas sedimentarias que presentan características impermeables y de alta resistencia a la presión (Stricker et al., 2020).

- d) **Estabilidad Estructural:** La estructura del reservorio debe soportar la presión adicional generada durante el proceso de compresión del aire. Los reservorios subterráneos profundos, como los pozos de hidrocarburos abandonados en la región de Magallanes, pueden cumplir con estos requisitos al haber sido diseñados originalmente para almacenar hidrocarburos a alta presión. No obstante, puede ser necesario realizar ajustes adicionales para asegurar la integridad a largo plazo y evitar problemas como la deformación o fracturas (Lagarrigue et al., 2019).
- e) **Ausencia de Gases Explosivos:** Es importante que el reservorio esté libre de gases inflamables, como el metano, ya que la combinación de metano con aire comprimido a altas presiones podría generar riesgos de explosión. En muchos pozos de hidrocarburos abandonados, aún persisten rastros de metano, por lo que se recomienda una limpieza o extracción completa de estos gases antes de utilizar el pozo para almacenamiento de aire comprimido (Malloy et al., 2007).

En la **Figura 7** se observa la ventana de inflamabilidad del metano en el aire en función de la presión y la concentración de metano. La zona en rojo indica las condiciones en las que la mezcla de metano y aire se vuelve explosiva, mientras que las áreas en verde representan mezclas demasiado ricas o pobres en metano para ser inflamables.

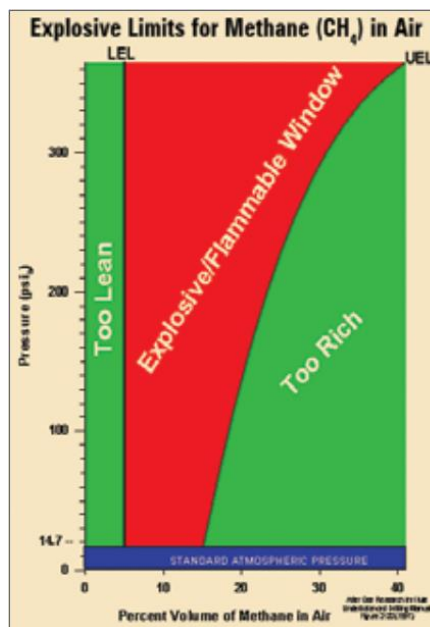


Figura 7. Límites explosivos del metano en el aire según presión y concentración de metano (Malloy et al., 2007).

Las presiones de cabezal del pozo y fondo del pozo dependen de las características principales del reservorio mencionadas anteriormente. Un reservorio con buenas características de porosidad y

permeabilidad minimiza las pérdidas de presión durante la inyección, haciendo el proceso más eficiente y reduciendo los requerimientos energéticos asociados al compresor (Zhou et al., 2021).

2.3 Pozos de hidrocarburo abandonados en la región de Magallanes

La región de Magallanes, en el extremo sur de Chile, alberga una importante cantidad de pozos de hidrocarburos abandonados, del orden de miles, que fueron explotados principalmente en la Formación Springhill por la empresa ENAP.

Esta formación, de origen Jurásico-Cretácico, ha sido una fuente de petróleo y gas para la región durante más de seis décadas. Sin embargo, con el agotamiento de los recursos, estos pozos han quedado en desuso, lo cual ha generado un interés creciente en su posible reutilización para proyectos energéticos alternativos, como el almacenamiento de energía en aire comprimido o incluso la producción de energía geotérmica (Lagarrigue et al., 2019).

Las temperaturas en los pozos de hidrocarburos abandonados pueden oscilar entre 6,4 [°C] en superficie y hasta 100 [°C] a profundidades cercanas a los 2000 metros. Este rango de temperatura sugiere que, a mayores profundidades, los reservorios pueden alcanzar temperaturas lo suficientemente altas para ser considerados para almacenamiento de energía o para aplicaciones geotérmicas (Lagarrigue et al., 2019). Además, para evaluar su viabilidad como reservorios de energía, se han llevado a cabo análisis de propiedades geológicas, como la porosidad y permeabilidad de la roca, la presencia de capas de sello impermeables, y el gradiente geotérmico, que en esta formación es favorable (Bauer et al., 2019).

La Formación Springhill posee características favorables debido a la presencia de litofacies de areniscas ricas en cuarzo, que presentan buena permeabilidad y porosidad, esenciales para almacenar aire comprimido de manera segura y eficiente. Además, estos pozos tienen una estructura geológica que incluye capas de sellado, lo cual ayuda a prevenir fugas y mantener la presión interna. Esta configuración es particularmente adecuada para proyectos de almacenamiento de energía, dado que puede soportar las variaciones de presión requeridas en los ciclos de compresión y expansión de las tecnologías que utilizan de aire comprimido (Lagarrigue et al., 2019).

3 Objetivos

3.1 Objetivo general

Analizar la factibilidad técnica y económica de un sistema de generación de energía eléctrica utilizando la tecnología Compressed Hydro Energy Storage CHEX en reservorios de hidrocarburos abandonados.

3.2 Objetivos específicos

- Dimensionar un sistema de generación de energía eléctrica utilizando la tecnología Compressed Hydro Energy Storage CHEX.
- Analizar la factibilidad técnica de la utilización de pozos de hidrocarburos abandonados en la tecnología Compressed Hydro Energy Storage CHEX.
- Realizar la evaluación económica del sistema de generación de energía eléctrica propuesto.

4 Metodología

Este estudio se enfoca en evaluar la factibilidad técnica y económica de un sistema de generación de energía eléctrica utilizando la tecnología CHEX en reservorios de hidrocarburos abandonados. El sistema propuesto tiene una potencia instalada de 100 [MW] y se diseña para proporcionar 12 horas de autonomía de energía continua.

A continuación, se presenta en la **Figura 8** el esquema del sistema propuesto para la implementación de la tecnología CHEX, el cual combina el almacenamiento de aire comprimido con el desplazamiento de agua para generar energía eléctrica. Este diagrama ilustra las principales etapas del proceso y la interacción entre sus componentes clave, resaltando la sinergia entre la energía eólica y la generación hidroeléctrica en un sistema cerrado.

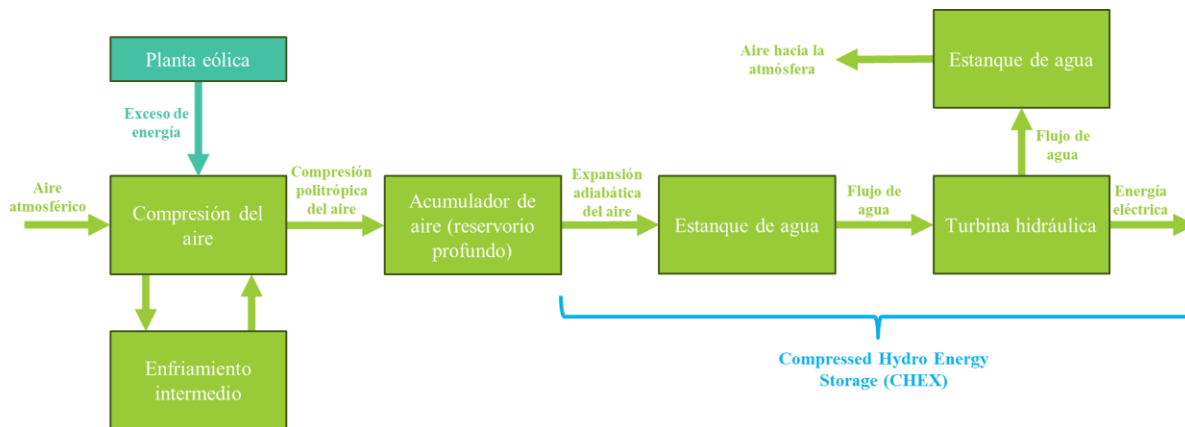


Figura 8. Esquema del sistema propuesto.

El sistema inicia con la planta eólica, que suministra el exceso de energía durante los periodos de baja demanda. Esta energía se utiliza para alimentar compresores encargados de comprimir aire atmosférico, proceso que incluye etapas de enfriamiento intermedio para mejorar la eficiencia y reducir las pérdidas energéticas. El aire comprimido se almacena en acumuladores (reservorio profundo), garantizando su disponibilidad para futuras necesidades.

Durante los periodos de alta demanda energética, el aire comprimido se expande de manera controlada, desplazando el agua almacenada en estanques hacia turbinas hidráulicas, las cuales generan energía eléctrica. Además, el sistema está diseñado para recircular el agua, asegurando un ciclo cerrado que minimiza las pérdidas de recursos.

4.1 Metodología de la evaluación técnica de la tecnología CHEX

El diseño del sistema CHEX implica determinar las características de las turbinas hidráulicas para producir 100 [MW] de potencia y, a partir de eso, dimensionar los estanques de agua necesarios para almacenar el volumen de agua desplazado por el aire comprimido durante el ciclo de

almacenamiento de energía. Este proceso sigue un enfoque iterativo en el que se ajustan las variables de diseño para optimizar la eficiencia del sistema.

Se establece la presión de fondo del pozo como parámetro de diseño debido a su dependencia de las características del reservorio. Para este estudio se propone realizar 4 casos, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 1. Casos de estudio.

Caso	Presión de fondo del pozo [bar]
1	10
2	25
3	50
4	100

4.1.1 Selección y dimensionamiento de turbina

Para este sistema, se requiere un grupo de turbinas que sea capaz de generar 100 [MW] de potencia utilizando el agua desplazada por el aire comprimido. La turbina se selecciona considerando la altura de columna de agua y el caudal de agua, utilizando la **Figura 9**.

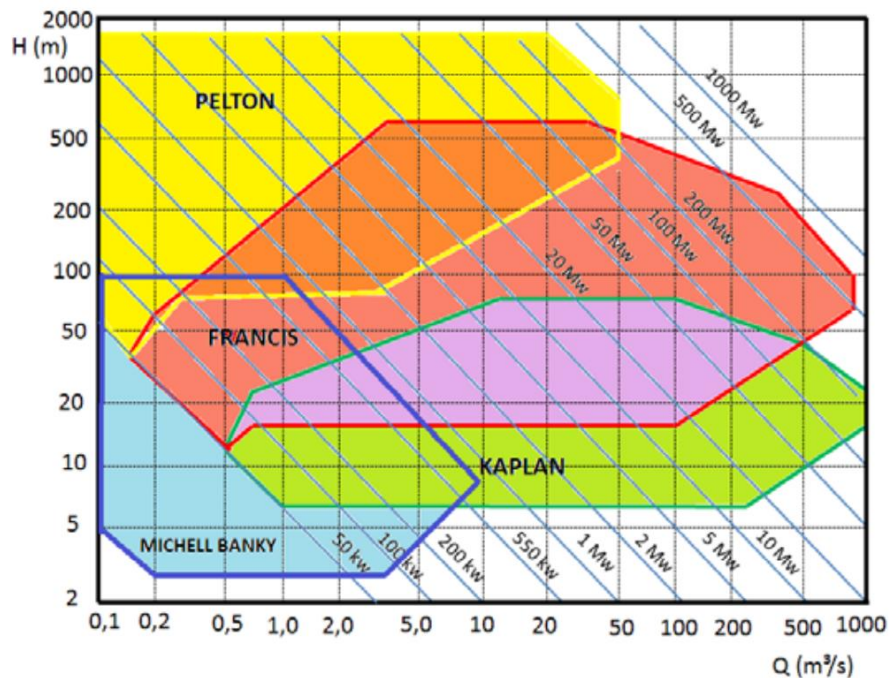


Figura 9. Selección del tipo de turbina en función del gasto y la carga de diseño (Sandoval, 2018).

Las turbinas hidráulicas pueden operar eficientemente en un amplio rango de caudales y presiones. El rango típico de operación para estas turbinas es el siguiente:

- a) **Caudal:** Las turbinas son capaces de manejar caudales desde unos pocos metros cúbicos por segundo [m^3/s] hasta varios cientos, lo que las hace adecuadas para proyectos de diferentes escalas.
- b) **Presión:** Las turbinas pueden operar en rangos de presión que van desde 10 metros hasta valores cercanos a 1000 metros de altura equivalente de columna de agua (o presiones equivalentes de 1 a 100 [bar]) (Dixon & Hall, 2014).

La eficiencia de la turbina depende de las condiciones de operación, tales como la relación entre caudal y altura de la columna de agua. En la mayoría de los casos, las turbinas alcanzan eficiencias superiores al 90%, y bajo condiciones óptimas, esta eficiencia puede llegar hasta el 95%. Además, su potencia generada se rige según la siguiente ecuación (Dixon & Hall, 2014):

$$\dot{W}_T = \eta_T \cdot \rho_{\text{Agua}} \cdot g \cdot Q_{\text{Agua}} \cdot H_W \quad (1)$$

Así, es posible estimar el caudal de agua que se requiere para que la turbina produzca 100 [MW]. Además, se obtiene la altura de columna de agua para la presión de operación de la turbina hidráulica tal que (Cengel & Boles, 2015):

$$H_W = \frac{P_{Op}}{\rho_{\text{Agua}} \cdot g} \quad (2)$$

4.1.2 Expansión adiabática del aire comprimido

Se considera que la expansión del aire comprimido desde el reservorio hacia el estanque de agua es un proceso adiabático. Esto implica que no hay transferencia de calor entre el aire y su entorno durante la expansión, lo que permite simplificar el análisis termodinámico del sistema. La expansión adiabática es una aproximación válida dado que el proceso ocurre de manera rápida y en un sistema cerrado, donde las pérdidas de calor son despreciables (Cengel & Boles, 2015).

Además, se considera que el aire llega al estanque a una temperatura máxima de 50 °C, ya que a mayores temperaturas existe el riesgo de evaporación del agua almacenada, lo que podría afectar la eficiencia del sistema y generar pérdidas de fluido (Aliaga et al., 2024). Para garantizar que la temperatura del aire no supere este límite, se controla la presión y el flujo de aire durante la expansión. Esta presión del aire en el estanque corresponde a la presión de operación de la turbina hidráulica y se calcula utilizando relaciones adiabáticas señaladas a continuación, siendo el índice adiabático para el aire de 1,4 [-] (Cengel & Boles, 2015):

$$\frac{P_{bh}}{P_{Op}} = \left(\frac{T_R}{T_{Op}} \right)^{\frac{\phi}{\phi-1}} \quad (3)$$

4.1.3 Diseño del estanque de agua

El volumen de agua total que se debe desplazar por las turbinas se determina a partir del caudal de agua necesaria para producir 100 [MW] y el tiempo de descarga del sistema propuesto:

$$V_{Agua} = Q_{Agua} \cdot t_A \quad (4)$$

Se establece como criterio que la descarga de agua hacia la turbina se realice en un tiempo de 100 segundos. Además, para garantizar una operación continua, se propone contar con al menos dos estanques vacíos por cada estanque de agua en uso, de manera que mientras uno se vacía, otro esté disponible para permitir el paso del agua. Por otro lado, se establece como margen de seguridad que el volumen del estanque sea un 10% al volumen de agua que tenga dentro. De este modo, se calcula el volumen de estanque tal que:

$$V_P = Q_{Agua} \cdot t_D \cdot 1,1 \quad (5)$$

Finalmente, la potencia de bomba de llenado del estanque se obtiene considerando un tiempo de carga de llenado igual al tiempo de carga del aire comprimido en el reservorio. Se estima mediante (Rigaud, 2014):

$$\dot{W}_A = \frac{V_P}{t_C \cdot 1,1} \cdot \Delta P_B \cdot \frac{1}{\rho_{Agua}} \quad (6)$$

Finalmente, se considera que las pérdidas de agua en el estanque por día corresponden al 0,15% del volumen total del estanque (Aliaga et al., 2024). Al ser un valor considerablemente pequeño, en cualquier caso, no se consideran las pérdidas para el análisis técnico-económico.

4.2 Metodología de la evaluación técnica del almacenamiento de aire comprimido en reservorios

Esta parte de la metodología abarca los cálculos relacionados con la capacidad de almacenamiento de aire comprimido en los reservorios, así como la caracterización del proceso de carga de aire.

Se estima la presión de cabezal del pozo utilizando la siguiente relación (Crumpton, 2018):

$$P_{bh} = P_{wh} \cdot e^{(0,0001115 \cdot SG_{Aire} \cdot p)} \quad (7)$$

En donde la profundidad de cada pozo se asume de 2000 [m] y un gradiente térmico de 50 [°C/km] (Lagarrigue et al., 2019). Además, la gravedad específica del aire es 1 [-] (Crumpton, 2018). Así, se obtiene esta temperatura utilizando la siguiente relación:

$$T_R = T_{Entrada} + G_T \cdot \frac{p}{1000} \quad (8)$$

4.2.1 Pozos de hidrocarburos abandonados

Se requiere estimar cuántos del total de pozos de hidrocarburos abandonados se requieren para poder cargar/descargar aire comprimido en el reservorio. Para ello, se debe considerar el mayor flujo volumétrico de aire que pase por las tuberías (carga o descarga).

Se considera un diámetro de 13 pulgadas (0,34 [m]) para la tubería del pozo de hidrocarburos abandonados, basado en referencias de los diámetros de perforación utilizados en los pozos de hidrocarburos abandonados de la región de Magallanes (Silva, 2016). Además, se tiene como criterio una velocidad máxima del aire en la tubería de 45 [m/s] (Hanlon, 2001). En base a esto, para el caso en el que el flujo volumétrico de aire de carga es mayor al de descarga, se obtiene el número de pozos tal que:

$$N_{Pozos} = \frac{V_R}{t_C} \cdot \left(\frac{\pi \cdot D_{Tubería}^2}{4} \cdot v_{Máxima} \right)^{-1} \quad (9)$$

Por otro lado, para el caso en el que el flujo volumétrico de aire de descarga es mayor al de carga, se calcula tal que:

$$N_{Pozos} = \frac{V_{Agua}}{t_A} \cdot \left(\frac{\pi \cdot D_{Tubería}^2}{4} \cdot v_{Máxima} \right)^{-1} \quad (10)$$

4.2.2 Tamaño del reservorio

El tamaño del reservorio corresponde al volumen total de aire comprimido necesario para cumplir con las condiciones de diseño propuestas. En este caso, dicho volumen equivale al volumen de agua que debe ser desplazado en todas las turbinas durante las horas de autonomía del sistema, considerando una potencia total de 100 [MW]:

$$V_R = V_{Agua} \cdot N_{Turbinas} \quad (11)$$

Por otro lado, la masa total de aire del reservorio depende de la densidad del aire en las condiciones del reservorio para los distintos casos propuestos:

$$m_{Aire} = V_R \cdot \rho_{Aire} \quad (12)$$

4.2.3 Número de reservorios

De acuerdo con información interna, cada reservorio en la región de Magallanes tiene un volumen entre 20 y 30 millones de metros cúbicos, en donde solo el 5% se considera útil para almacenar aire (Medeiros et al., 2018). Así, el número de reservorios necesarios para el sistema CHEX se puede determinar dividiendo el volumen total de aire comprimido requerido entre la capacidad de almacenamiento de un reservorio:

$$N_{Reservorios} = \frac{V_R}{V_{Ref,R}} \quad (13)$$

4.2.4 Compresión del aire

El compresor es uno de los componentes clave en el sistema, ya que es el encargado de comprimir el aire para almacenarlo en los reservorios de hidrocarburos abandonados. La selección y dimensionamiento del compresor deben garantizar que sea capaz de inyectar el aire de manera eficiente a la presión dentro del reservorio, y al mismo tiempo mantener un consumo energético adecuado.

Se selecciona el compresor a partir de la **Figura 10**, en donde además se propone un sistema de varias cadenas de compresores en paralelo. Se obtiene el número de cadenas de compresores iterando el flujo de carga total del aire comprimido que ingresa al reservorio para que este se encuentre dentro de los rangos presentados en el gráfico.

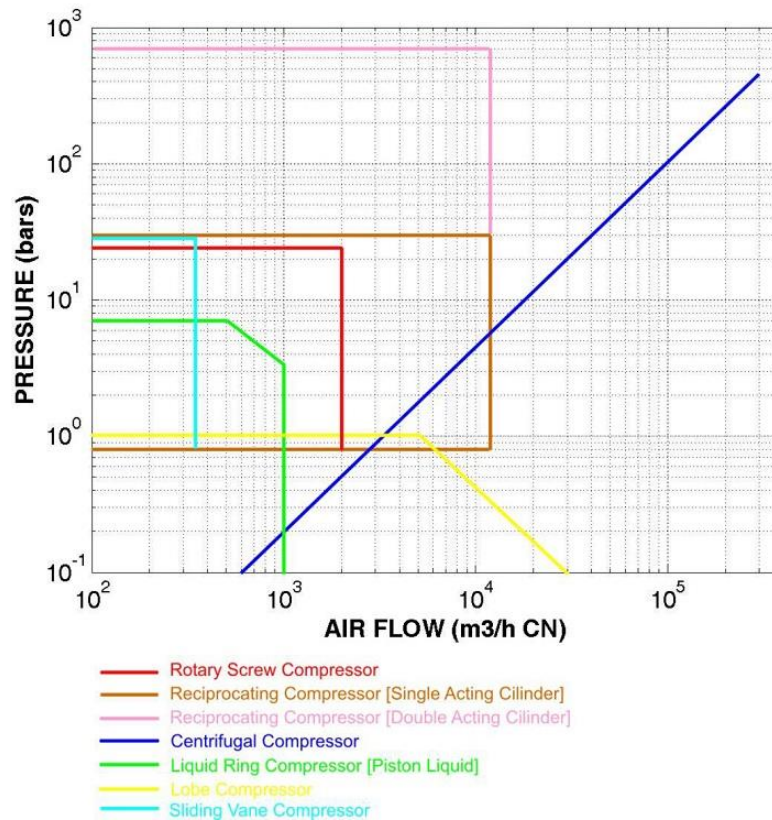


Figura 10. Límites de uso de compresores (Ingemecánica, 2024).

A continuación, se detallan los aspectos más importantes para la caracterización del compresor en este contexto.

4.2.4.1 Parámetros de operación

El dimensionamiento del compresor se realiza en función de varios parámetros clave que deben ser calculados para garantizar su funcionamiento óptimo:

- Presión de entrada:** La presión de entrada del compresor se toma como la presión atmosférica en la región de Magallanes, alrededor de 1,013 [bar].
- Caudal de aire:** El compresor debe ser capaz de manejar el caudal de aire requerido para mantener una generación constante de 100 [MW] durante 12 horas. A medida que el aire se comprime, su densidad aumenta y su volumen disminuye, lo que implica que el compresor debe estar diseñado para manejar grandes volúmenes iniciales a presiones más bajas.
- Temperatura de operación:** La temperatura de entrada se asume igual a la temperatura ambiente promedio de la región de Magallanes, que es aproximadamente 10 [°C] (283,15 [K]), basado en datos climáticos históricos de la zona (Lagarrigue et al., 2019).

- d) **Eficiencia del compresor:** La eficiencia del compresor, que mide qué tan eficazmente convierte la energía de entrada en trabajo de compresión, es un factor crítico en la caracterización del compresor (Cengel & Boles, 2015).

4.2.4.2 Consumo energético del compresor

El diseño del compresor se fundamenta en una compresión politrópica que incluye etapas de enfriamiento intermedio para optimizar la eficiencia del sistema. Este proceso es esencial para minimizar la temperatura del aire comprimido y reducir las pérdidas energéticas asociadas al calor generado durante la compresión. El trabajo específico requerido para la compresión se obtiene a partir de la siguiente ecuación (Cengel & Boles, 2015):

$$W_C = \frac{\gamma}{\gamma - 1} \cdot \frac{z \cdot R \cdot T_{Entrada}}{\eta_s} \cdot \left[\left(\frac{P_{wh}}{P_{atm}} \right)^{\frac{\gamma-1}{z \cdot \gamma}} - 1 \right] \quad (14)$$

En donde el índice politrópico del aire es 1,16 [-], la eficiencia isentrópica del compresor se considera del 85% y la constante de los gases para el aire es 287 [J/kg/K] (Cengel & Boles, 2015).

Este diseño considera una iteración en el número de etapas de compresión con enfriamiento intermedio (igual al número de compresores por cadena), ajustándolas para lograr un sistema óptimo en términos de rendimiento y costos.

La ratio de compresión se determina a partir del número de etapas y las presiones de diseño tal que (Cengel & Boles, 2015):

$$\pi_C = \frac{\left(\frac{P_{wh}}{P_{atm}} \right)^{\frac{1}{z}}}{P_{atm}} \quad (15)$$

El tiempo de carga del sistema se determina considerando que corresponde a 1,5 veces el tiempo de autonomía del sistema, es decir, el tiempo de descarga (Zhang et al., 2021). Luego, se obtiene el flujo másico de aire del compresor, considerando la masa de aire que se requiere para el sistema propuesto y el tiempo de carga, a partir de la siguiente ecuación:

$$F_{carga} = \frac{m_{Aire}}{t_C \cdot 3600} \quad (16)$$

Así, se determina la potencia del compresor tal que:

$$\dot{W}_C = W_C \cdot F_{carga} \quad (17)$$

Por otro lado, se determina el flujo de carga volumétrico en condiciones normales para cada cadena de compresores considerando una densidad de aire de $1,225 \text{ [kg/m}^3\text{]}$ (Cengel & Boles, 2015):

$$Q_{carga,N} = \frac{F_{Carga} \cdot \rho_{Aire,N}}{N_{Cadenas}} \quad (18)$$

Finalmente, se establece el valor de la eficiencia por ciclo o “round-trip efficiency” (RTE). Esta sirve como criterio para observar cuánta energía consumida por los compresores y las bombas se almacena en el reservorio para luego poder extraerla con la tecnología CHEX, y se calcula como (Zhang et al., 2021):

$$RTE = \frac{\dot{W}_T \cdot t_A}{(\dot{W}_C + \dot{W}_S) \cdot t_C} \quad (19)$$

4.2.4.3 Enfriamiento intermedio

El enfriamiento intermedio en los sistemas de compresión tiene como objetivo mejorar la eficiencia del proceso al reducir la temperatura del aire comprimido tras cada etapa de compresión. En este diseño, se utiliza agua como fluido de servicio debido a su alta capacidad calorífica y disponibilidad. Para estimar la temperatura de salida del flujo de aire hacia los intercambiadores de calor intermedios (ITC), se emplea la siguiente ecuación (Rigaud, 2014):

$$\frac{T_{Salida}}{T_{Entrada}} = \left[\frac{(P_{atm} \cdot P_{wh})^{\frac{1}{z}}}{P_{atm}} \right]^{\frac{\gamma}{\gamma-1}} \quad (20)$$

El número de ITC requeridos para el sistema se calcula tal que:

$$N_{ITC} = z - 1 \quad (21)$$

En donde se nota que la última etapa de compresión no requiere de enfriar el aire de salida. La tasa de transferencia de calor en cada ITC se determina a partir de un balance de energía, representado por la ecuación:

$$Q_{ITC} = F_{Carga} \cdot C_{P,Aire} \cdot (T_{Salida} - T_{Entrada}) \quad (22)$$

Para el diseño térmico del sistema, se utiliza el método de la diferencia media logarítmica de temperaturas (LMTD), considerando que el agua de servicio en la región de Magallanes tiene una temperatura promedio de entrada de $6,5 \text{ [}^\circ\text{C]}$ (Sea Temperature, 2024). Además, como criterio establece una temperatura de agua de salida del 67% de la temperatura de la temperatura de entrada del aire. A continuación, se presenta la ecuación para calcular el LMTD (An et al., 2023):

$$LMTD = \frac{(T_{Entrada} - T_{Agua,S}) - (T_{Salida} - T_{Agua,E})}{\ln\left(\frac{T_{Entrada} - T_{Agua,S}}{T_{Salida} - T_{Agua,E}}\right)} \quad (23)$$

El área requerida para cada ITC se calcula según:

$$A_{ITC} = \frac{Q_{ITC}}{U \cdot LMTD} \quad (24)$$

En donde se estima un valor del coeficiente de transferencia de calor para agua y aire de 300 [W/m²/K] para un ITC con aleación de titanio (Arie et al., 2017). Por otro lado, el flujo de agua de servicio se puede aproximar tal que (Rigaud, 2014):

$$F_{Agua,S} = \frac{Q_{ITC}}{C_{P,Agua} \cdot (T_{Agua,S} - T_{Agua,E})} \quad (25)$$

Finalmente, la potencia de las bombas de servicio se estima considerando una caída de presión en el circuito de agua de 1 [bar], una densidad de agua de 998 [kg/m³] y utilizando la siguiente ecuación (Rigaud, 2014):

$$\dot{W}_S = F_{Agua,S} \cdot \Delta P_B \cdot \frac{1}{\rho_{Agua}} \quad (26)$$

4.2.5 Calor cedido por el reservorio

En el proceso de almacenamiento de aire comprimido en un reservorio, se produce un intercambio de calor entre el aire y el entorno geológico del reservorio. Este fenómeno ocurre porque el aire comprimido ingresa al reservorio a una temperatura distinta de la del reservorio.

La transferencia de calor se calcula mediante un balance energético que considera la diferencia de temperaturas entre el aire comprimido y el reservorio. Si la transferencia de calor es positiva, significa que el aire comprimido gana calor del reservorio, aumentando su energía interna. En cambio, si es negativa, el aire comprimido cede calor al reservorio, disminuyendo su energía interna. Esto se nota a partir de la siguiente ecuación:

$$\dot{W}_R = F_{Agua,S} \cdot C_{P,Aire} \cdot (T_{Salida} - T_R) \quad (27)$$

4.3 Metodología del diseño de la planta eólica

El número de aerogeneradores se estima en función de la potencia total requerida por los componentes del sistema que consumen energía eléctrica (compresores y bombas). Para el cálculo,

se considera que cada aerogenerador tiene una capacidad de 7,2 [MW], según referencias de proyectos de plantas eólicas desarrollados en la región de Magallanes (S.A., 2024). Así, se obtiene el número de aerogeneradores tal que:

$$N_{Aerogeneradores} = \frac{\dot{W}_C}{7.200.000} \quad (28)$$

4.4 Metodología de la evaluación económica

La evaluación económica del proyecto CHEX tiene como objetivo analizar los costos asociados con la implementación y operación del sistema, así como su viabilidad financiera a través de indicadores de rentabilidad. Se consideran tanto los costos de inversión inicial (CAPEX) como los costos operacionales anuales (OPEX).

Se simula el dinero ahorrado en función de lo que costaría comprar la misma cantidad de energía y potencia instalada utilizando la tarifa eléctrica vigente en la región de Magallanes. Por otro lado, se propone realizar la evaluación económica en la moneda de dólares (USD), debido a la abundancia de referencias bibliográficas para la estimación del CAPEX y OPEX utilizando esta moneda.

4.4.1 *Costos de inversión (CAPEX)*

El análisis de los costos de inversión para la implementación del sistema propuesto incluye una estimación de todos los equipos y la infraestructura necesarios. Los costos de inversión comprenden la suma de costos de adquisición de componentes principales, la instalación y los gastos relacionados con la infraestructura. Además, incluye el acondicionamiento de los pozos de hidrocarburos abandonados y la adquisición de agua para el llenado del estanque. A continuación, se desglosan los principales costos de inversión.

4.4.1.1 *Equipos principales*

El costo de los equipos principales se determina mediante el cálculo del costo de compra del equipo "purchased-equipment cost" (PEC), el cual se estima utilizando ecuaciones de referencia basadas en estudios previos de proyectos similares.

- a) **Compresores:** Se estima el PEC en USD utilizando la siguiente ecuación (Yao et al., 2017):

$$PEC_{Compresor} = \frac{71,1 \cdot F_{Carga}}{0,92 - \eta_S} \cdot \pi_C \cdot \ln(\pi_C) \quad (29)$$

- b) **Turbinas hidráulicas:** Se estima el PEC en EUR utilizando la siguiente ecuación (Ogayar & Vidal, 2009):

$$PEC_{Turbina} = 25.698 \cdot \dot{W}_T^{0,439865} \cdot H_W^{-0,127243} \quad (30)$$

Este valor se debe transformar a dólares para facilitar la comparativa entre equipos y el análisis económico, utilizando un factor de 1,05 [USD/EUR] (XE, 2024).

- c) **Estanques de agua:** Se estima el PEC en USD utilizando la siguiente ecuación (Yao et al., 2017):

$$PEC_{Estanque} = 4.042 \cdot V_P^{0,506} \quad (31)$$

- d) **Intercambiadores de calor:** Se estima el PEC en USD utilizando la siguiente ecuación (Yao et al., 2017):

$$PEC_{ITC} = 130 \cdot \left(\frac{A_{ITC}}{0,093} \right)^{0,78} \quad (32)$$

- e) **Bombas:** Se estima el PEC en USD utilizando la siguiente ecuación (Yao et al., 2017):

$$PEC_{Bombas} = 1.120 \cdot (\dot{W}_B)^{0,78} \quad (33)$$

4.4.1.2 Estudios de reservorio ajenos a la perforación

Se consideran los pozos de hidrocarburos ya perforados y abandonados en la región de Magallanes, lo que elimina la necesidad de realizar nuevas perforaciones. Sin embargo, es fundamental llevar a cabo estudios detallados de los reservorios para evaluar su viabilidad como almacenamiento de aire comprimido.

Estos estudios incluyen la exploración geológica, la evaluación de la porosidad y permeabilidad de las formaciones rocosas, el análisis de la estabilidad estructural del reservorio, y la identificación de posibles riesgos, como la presencia de gases residuales (como el metano) que podrían afectar la seguridad del sistema, siguiendo el gráfico de la **Figura 10**.

El detalle de los costos asociados a estos estudios de reservorio se encuentra en el **Anexo A**, donde se desglosan los gastos relacionados con la exploración y estudios de reservorio. El coste total asociado a estudios de reservorio es de 1.896.160 [USD/reservorio] (Díaz, 2012).

4.4.1.3 Costo de la planta eólica

El tamaño de la planta eólica se determina en función de la potencia total requerida por los componentes del sistema que consumen energía eléctrica (compresores y bombas), utilizando un costo instalado de 1.154.000 [USD/MW] (IRENA, 2024).

4.4.1.4 Costos de componentes

En este estudio, la estimación de los componentes necesarios para implementar el sistema CHEX se realiza utilizando porcentajes típicos de los valores de inversión de capital fijo para segmentos de costos directos e indirectos en plantas multipropósito o grandes adiciones a instalaciones existentes. Esta metodología, ampliamente utilizada en el ámbito industrial y de ingeniería de procesos, permite calcular los costos totales de instalación mediante la aplicación de porcentajes específicos sobre el costo base de cada equipo. Estos porcentajes incluyen categorías para instalación, instrumentación, preparación del terreno, auxiliares y otros aspectos relevantes de la construcción y puesta en marcha de la infraestructura (Peters et al., 2003).

Los porcentajes típicos de inversión en capital fijo proporcionan un enfoque práctico para la estimación económica, ya que consideran la naturaleza de cada equipo y las necesidades adicionales de soporte y conectividad. En particular, se ajustan a la complejidad y requisitos de infraestructura de cada componente del sistema CHEX, tales como el compresor, la turbina, el estanque de agua y las tuberías (Peters et al., 2003).

A continuación, en la **Tabla 2**, se presentan los porcentajes típicos de inversión de capital fijo para los costos directos e indirectos. Estos porcentajes se aplicarán a los costos base estimados de cada componente para obtener el costo total de instalación, definiendo por criterio según las características de cada componente el porcentaje exacto a utilizar.

Tabla 2. Porcentajes típicos de los valores de inversión de capital fijo para segmentos de costos directos e indirectos en plantas multipropósito (Peters et al., 2003).

Costos	Componentes	Rango (%)
Directos	Adquisición del equipo	15-40
	Instalación del equipo adquirido	6-14
	Instrumentación	2-8
	Tuberías	3-20
	Electricidad	2-10
	Edificios	3-18
	Mejoras en el terreno	2-5
	Instalaciones de servicio	8-20

	Terreno	1-2
Indirectos	Ingeniería y supervisión	4-21
	Gastos de construcción	4-16
	Honorarios del contratista	2-6
	Contingencias	5-15
Total		100

En donde no se consideran los costos de terreno, ya que este es propiedad de ENAP. Además, se consideran como componentes principales los compresores, turbinas y estanques y componentes secundarios los ITC y bombas.

4.4.1.5 Agua del estanque

El cálculo del costo asociado al agua de estanque se realiza considerando el volumen inicial requerido para llenar el estanque y el precio del agua potable por metro cúbico en la región de magallanes, el cuál corresponde a 892 [CLP/m³] (Aguas Magallanes, 2024). Utilizando una conversión de 964 [CLP/USD] (XE, 2024), se obtiene que el costo en dólares es de 0,93 [USD/m³].

4.4.2 Costos operacionales (OPEX)

Los costos operacionales del sistema propuesto engloban los gastos continuos asociados con el mantenimiento, consumo energético y gestión general del sistema una vez en funcionamiento. Estos costos son cruciales para evaluar la sostenibilidad económica del proyecto a largo plazo, ya que se acumulan anualmente y afectan la rentabilidad global del sistema.

Se estima que los costos operacionales anuales corresponden al 1,65% del CAPEX (An et al., 2023). A continuación, se desglosan los principales ítems que abarcan estos costos.

4.4.2.1 Costos de mantenimiento

El mantenimiento es un componente esencial para asegurar la operación continua y eficiente del sistema CHEX. El mantenimiento se clasifica en:

- **Mantenimiento preventivo:** Se realiza periódicamente para evitar averías y asegurar la durabilidad de los equipos. El mantenimiento de compresores, turbinas, y estanques es crítico, ya que el desgaste en componentes como las palas de las turbinas o los sellos de los compresores puede afectar la eficiencia del sistema.
- **Mantenimiento correctivo:** Involucra reparaciones no planificadas debido a fallos en los equipos, lo cual puede implicar gastos importantes si ocurre en componentes críticos como

las turbinas Francis o los compresores de alta capacidad. El costo del mantenimiento correctivo suele ser mayor que el preventivo, y su frecuencia dependerá de las condiciones operativas del sistema y la calidad de los equipos.

4.4.2.2 Costos de consumo energético

El principal consumo energético dentro del sistema CHEX proviene de los compresores de aire utilizados para comprimir el aire durante los periodos de carga. Los costos de energía dependerán del tiempo de operación de los compresores y también de las potencias de bombas de agua de servicio.

En áreas con disponibilidad de energía renovable barata, como la región de Magallanes, estos costos pueden optimizarse al aprovechar periodos de exceso de energía eólica o solar (Pei et al., 2019).

4.4.2.3 Costos de operación y gestión

Estos costos incluyen la gestión diaria del sistema, el monitoreo de los flujos de aire y agua, y la supervisión del rendimiento general del sistema. En general, el sistema requiere de personal técnico especializado para operar los compresores, gestionar la presión de los estanques y coordinar el funcionamiento de las turbinas, así como de un equipo de soporte encargado de la supervisión del sistema de control y monitorización.

4.4.2.4 Costos asociados a la vida útil de los componentes

Cada componente del sistema CHEX tiene una vida útil específica, y la planificación de su reemplazo es esencial para mantener la fiabilidad del sistema a largo plazo. Estos costos, que se distribuyen a lo largo de los años, incluyen el reemplazo de equipos críticos como:

- a) **Compresores:** La vida útil de los compresores industriales suele ser de 10 a 15 años, dependiendo de la frecuencia de uso y el mantenimiento realizado (Atlas Copco, 2023).
- b) **Turbinas hidráulicas:** Las turbinas hidráulicas pueden tener una vida útil de 30 a 50 años, lo que las convierte en una inversión a largo plazo siempre que se realice el mantenimiento adecuado (Dixon & Hall, 2014).

4.4.3 Indicadores de rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad son herramientas clave para evaluar la viabilidad económica del sistema utilizando la tecnología CHEX. Estos indicadores permiten analizar si el proyecto generará suficientes beneficios para compensar la inversión inicial y los costos operacionales a lo largo de su vida útil.

Para obtener los indicadores, se considera una tasa de descuento del 8% (Zhang et al., 2021). Además, se obtiene el flujo efectivo neto considerando lo siguiente:

- La depreciación es del 10% relativa a los activos fijos relacionados a equipos (Robles & Sandoval, 2016).
- Se considera un periodo de construcción de 1,5 años (Huang et al., 2018).
- El tiempo de vida del proyecto a analizar es de 25 años.

Se considera la tarifa eléctrica de Edelmag (Empresa Eléctrica de Magallanes) como referencia para los costos de energía. En particular, se utiliza la tarifa AT4, que corresponde a clientes con un promedio de consumo energético promedio superior a 5.000 [kWh], ya que este perfil se ajusta a las características del sistema propuesto.

La tarifa AT4 incluye tanto el costo de la energía consumida como el de la potencia instalada, lo que permite simular el dinero ahorrado al utilizar la energía almacenada en lugar de adquirirla de la red eléctrica durante periodos de alta demanda. Además, se considera una potencia instalada de 100 [MW], con una demanda máxima de potencia en hora punta de invierno equivalente al 10% menos que la potencia instalada, es decir, 90 [MW].

Se presenta la tarifa eléctrica AT4 para el mes de marzo del 2025 en la región de Magallanes en la **Tabla 3** (EDEL MAG, 2025). Además, se asume un incremento anual en los costos de 1%.

Tabla 3. Tarifa eléctrica AT4 de Edelmag para el mes de marzo del 2025 (EDEL MAG, 2025).

Cargos	Valor	Unidad
Cargo por servicio público	\$3,91	CLP/kWh
Cargo por energía	\$125,62	CLP/kWh
Cargo por demanda máxima de potencia en hora punta de invierno	\$15.246,81	CLP/kW/mes
Cargo por potencia contratada o suministrada	\$3.017,07	CLP/kW/mes

A continuación, se describen los indicadores propuestos para analizar la viabilidad económica del sistema propuesto.

4.4.3.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN es uno de los indicadores más utilizados para evaluar la rentabilidad de un proyecto. Representa la diferencia entre los ingresos futuros descontados y los costos futuros descontados, es decir, el valor presente de los flujos de caja que el proyecto generará a lo largo del tiempo, restando la inversión inicial. Se calcula utilizando la siguiente ecuación (Ross et al., 2020).

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (34)$$

El VAN se utiliza para determinar si el valor actual de los ingresos proyectados supera el valor de los costos de inversión y operativos. Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable, mientras que un VAN negativo sugiere que los costos superan a los ingresos y, por lo tanto, el proyecto no sería viable.

4.4.3.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es otro indicador clave en la evaluación de la rentabilidad. Corresponde a la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, es decir, es la tasa de rendimiento esperada del proyecto. Se calcula resolviendo la siguiente ecuación para la tasa r (Ross et al., 2020):

$$0 = \sum_{t=0}^T \frac{F_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (35)$$

Una TIR mayor que el costo de capital o la tasa mínima aceptable de retorno (TMAR) indica que el proyecto es rentable.

4.4.3.3 Período de Recuperación (Payback)

El Período de Recuperación o Payback mide el tiempo que le toma a un proyecto recuperar su inversión inicial. Este indicador es útil para evaluar cuánto tiempo se tardará en cubrir los costos de inversión a través de los flujos de caja generados por el proyecto. El Payback se determina mediante los flujos de caja generados anualmente, en el instante en el que se recupera la inversión inicial (Ross et al., 2020):

4.4.4 Análisis integral

El análisis integral del sistema combina los resultados de la evaluación económica con los aspectos técnicos del proyecto para ofrecer una visión completa de su viabilidad. Este análisis considera tanto los indicadores de rentabilidad como las variables externas que pueden influir en el éxito del proyecto.

Los indicadores de rentabilidad calculados en secciones anteriores, como el VAN, la TIR y el Payback, proporcionan una evaluación clara de la viabilidad financiera del sistema CHEX. Un VAN positivo y una TIR superior al costo de capital sugieren que el proyecto puede generar retornos financieros atractivos. Además, un Payback razonable indica que la inversión inicial puede recuperarse en un plazo adecuado, lo que aumenta la confianza en el proyecto (Ross et al., 2020).

Además de los beneficios económicos, el sistema presenta ventajas en términos de sostenibilidad ambiental. Al utilizar pozos de hidrocarburos abandonados, se promueve la reutilización de infraestructuras existentes, reduciendo el impacto ambiental de nuevas construcciones. Asimismo,

al almacenar energía renovable, el sistema contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de descarbonización de la región (INERCO, 2023).

5 Resultados

5.1 Casos de estudio seleccionados

Para satisfacer los requerimientos del sistema CHEX con una potencia instalada de 100 [MW], se elige utilizar 2 turbinas de 50 [MW] cada una. Por lo tanto, los casos seleccionados son los siguientes:

Tabla 4. Casos de estudio seleccionados.

Caso	Presión de cabezal del pozo [bar]	Presión de fondo del pozo [bar]
1	9	10
2	23	25
3	46	50
4	91	100

Además, se realiza un análisis de sensibilidad de la presión de fondo del pozo y la profundidad del pozo, utilizando la **Ecuación (7)**, en la **Figura 11**.

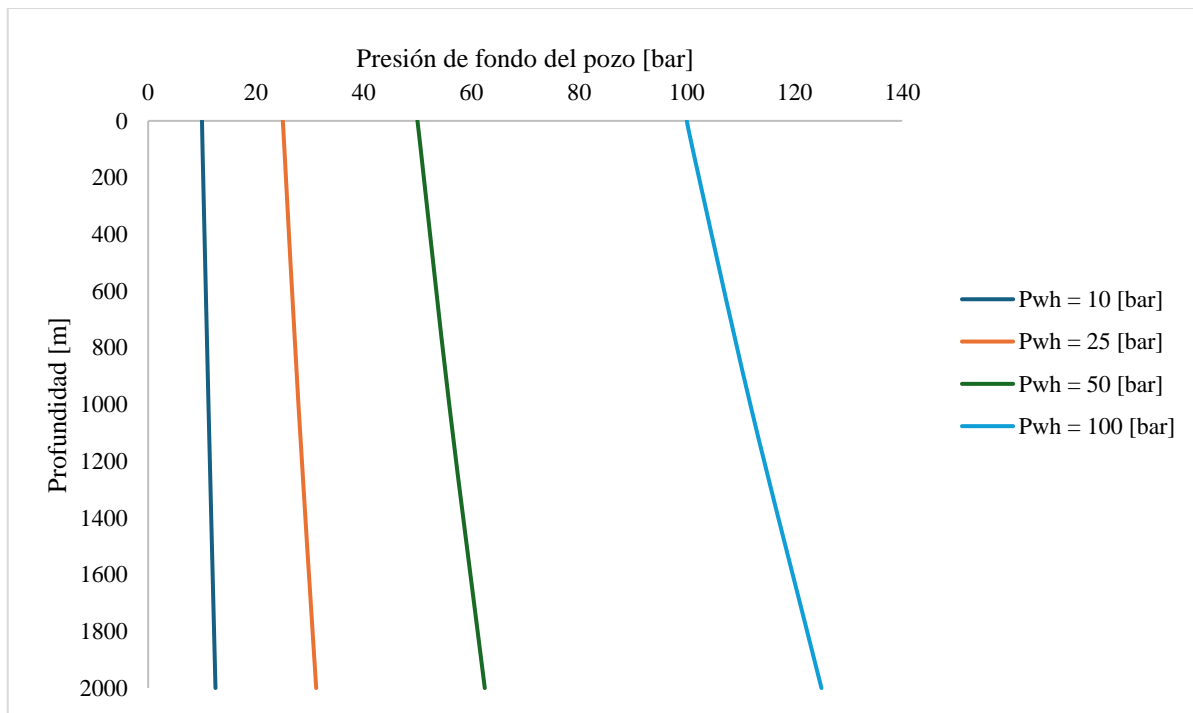


Figura 11. Análisis de sensibilidad de la presión de fondo del pozo y la profundidad del pozo en los distintos casos de estudio.

Se observa la relación entre la presión de fondo del pozo y la profundidad de este, considerando diferentes valores de presión de cabezal del pozo. A medida que aumenta la profundidad, la presión de fondo del pozo incrementa para una misma presión de cabezal. Este comportamiento es consistente con las expectativas teóricas, ya que la presión en el fondo del pozo está influenciada por la columna de fluido y las condiciones geológicas del reservorio, lo que genera un aumento de presión con la profundidad.

Además, se destaca que, a mayores presiones de cabezal del pozo, el cambio en la presión de fondo es más pronunciado a medida que aumenta la profundidad. Esto indica que, en condiciones de mayor presión de cabezal, la presión de fondo es más sensible a las variaciones al aumentar la profundidad.

5.2 Tecnología CHEX

Se realiza un análisis en la **Figura 12**, a partir de la **Ecuación (27)**, del calor cedido por el reservorio al aire comprimido cuando este ingresa.

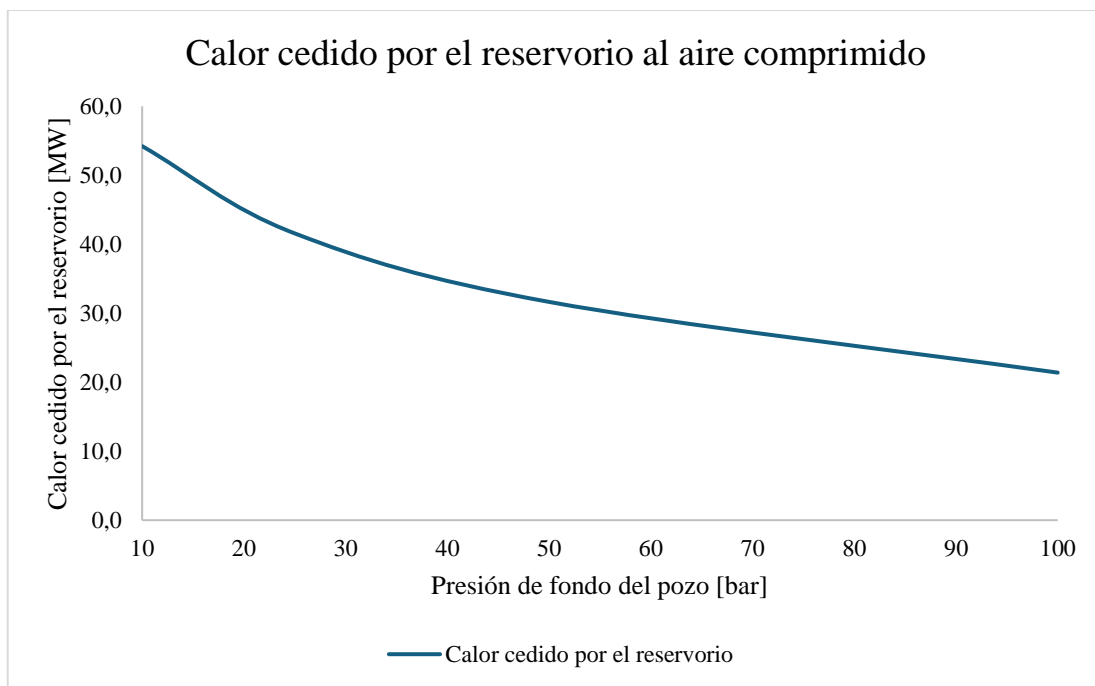


Figura 12. Análisis de sensibilidad del calor cedido por el reservorio al aire comprimido.

Se observa que la presión de fondo del pozo afecta en el calor cedido por el reservorio durante la carga de aire. A medida que la presión de fondo del pozo aumenta, el calor cedido por el reservorio disminuye, pasando de aproximadamente 54 [MW] cuando la presión de fondo es de 10 [bar] a valores cercanos a 21 [MW] cuando la presión de fondo es 100 [bar]. Esto ocurre ya que para mayores presiones de fondo la temperatura del aire luego del proceso de compresión es mayor, por lo que el reservorio cede menos calor al aire comprimido.

Luego, se consideran los siguientes datos de entrada para los cálculos relacionados a la turbina:

Tabla 5. Valores de entrada para el diseño de turbina.

Variable	Valor	Unidad
Potencia turbina	50	MW
Eficiencia turbina	0,90	-

En donde se obtienen a partir de las **Ecuaciones (1), (2) y (3)** y lo señalado en la **Figura 9** los siguientes resultados del dimensionamiento de las turbinas:

Tabla 6. Resultado del dimensionamiento de las turbinas.

Caso	Caudal de agua [m ³ /s]	Altura columna de agua [m]	Tipo de turbina seleccionada
1	101	56	Francis
2	40	141	Francis
3	20	281	Pelton
4	10	563	Pelton

Los resultados del dimensionamiento de las turbinas muestran una clara relación inversa entre la altura de la columna de agua y el caudal requerido para mantener el flujo energético. A medida que la altura de la columna de agua aumenta, el caudal necesario disminuye considerablemente. Esto se debe a que una mayor presión hidrostática permite obtener la misma potencia con un menor volumen de agua.

Por otro lado, a partir de la **Ecuación (5)** se obtiene el volumen del estanque requerido para los casos de estudio:

Tabla 7. Resultados del dimensionamiento de los estanques de agua.

Caso	Volumen del estanque [m ³]	Bombas de llenado [kW]
1	11.095	23,3
2	4.438	9,3
3	2.219	4,7
4	1.109	2,3

Se observa que, a medida que la presión de fondo del pozo aumenta, el volumen requerido del estanque disminuye. En el caso 1, correspondiente a la menor presión de fondo del pozo, se requiere un volumen de 11.095 [m³], mientras que en el caso 4, con la mayor presión de fondo del pozo, el volumen del estanque se reduce a 1.109 [m³]. Esta tendencia indica que, a mayores

presiones, el almacenamiento de agua puede realizarse en estanques de menor tamaño, optimizando así el espacio y los costos asociados a la infraestructura.

Por otro lado, un mayor volumen de estanque representa un desafío en términos de ingeniería, ya que estructuras más grandes requieren materiales adicionales, refuerzos estructurales y consideraciones más estrictas en la estabilidad del terreno y la resistencia a cargas externas. En contraste, a medida que el volumen del estanque disminuye, como en el caso 4, la construcción se simplifica, reduciendo costos y facilitando la instalación.

A partir de la **Ecuación (6)** se obtiene que la potencia de las bombas de llenado alcanza su valor máximo en el caso 1, con un valor de 23,3 [kW]. Por lo tanto, se considera que estas representan un consumo significativamente menor al resto de componentes del sistema.

Finalmente, para este diseño se propone considerar 3 estanques por turbina para garantizar una operación continua, permitiendo que al menos dos estén operando mientras el otro realiza procesos de carga o mantenimiento. Por lo tanto, se requieren en total 6 estanques para el sistema propuesto.

5.3 Almacenamiento de aire comprimido en reservorios

En esta sección se determinan las capacidades necesarias para el almacenamiento de aire comprimido en los reservorios, incluyendo el volumen total, el diseño del sistema de compresión de aire y el número de pozos requeridos.

5.3.1 *Reservorio de almacenamiento de aire comprimido*

A partir de las **Ecuaciones (4), (11) y (13)** se calcula el volumen y número de reservorios que se requieren para cada caso, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 8. Volumen y número de reservorios para cada caso de estudio.

Caso	Volumen del reservorio [m³]	Número de reservorios
1	5.691.641	5
2	2.276.656	2
3	1.138.328	1
4	569.164	1

Estos resultados reflejan una clara relación inversa entre la presión de fondo del pozo y el volumen requerido del reservorio, así como el número de reservorios necesarios. Para el caso 1, con una presión de fondo de 10 [bar], se necesita un volumen significativamente mayor, alcanzando 5.691.641 [m³] y requiriendo cuatro reservorios. Por el contrario, en el caso 4, donde la presión de fondo es de 100 [bar], el volumen requerido disminuye a 569.164 [m³], siendo suficiente un solo

reservorio. Este comportamiento puede explicarse por la mayor densidad del aire comprimido a presiones elevadas, lo que permite almacenar la misma cantidad de energía en un menor volumen.

Sin embargo, es importante destacar que el aumento de la presión de fondo no está exento de implicaciones. Si bien reduce los requerimientos de espacio y el número de reservorios, incrementa el trabajo de compresión necesario, lo que podría impactar negativamente en los costos energéticos y en la eficiencia del sistema.

Además, se obtiene una temperatura de reservorio de 110 [°C] (383,15 [K]) a partir de la **Ecuación (8)**.

Por otro lado, se consideran los siguientes criterios para el diseño de carga/descarga de aire comprimido utilizando los pozos de hidrocarburos abandonados:

Tabla 9. Diseño de carga/descarga de aire comprimido utilizando los pozos de hidrocarburos abandonados.

Variable	Valor	Unidad
Diametro carga/descarga	0,51	m
Velocidad máxima	8	m/s
Área transversal tubería	0,20	m ²
Caudal máximo	1,62	m ³ /s

A partir de esto, se obtiene el caudal de carga y descarga de aire y número de pozos para cada caso de estudio.

Tabla 10. Caudal de carga y descarga de aire y número de pozos para cada caso de estudio.

Caso	Caudal de carga de aire [m ³ /s]	Caudal de descarga de aire [m ³ /s]	Número de pozos
1	88	202	49
2	35	81	20
3	18	40	10
4	9	20	5

Se observa que el caudal de aire varía significativamente entre los diferentes casos de estudio, disminuyendo a medida que aumenta la presión de fondo del pozo. Este comportamiento puede atribuirse a que una mayor presión permite almacenar la misma cantidad de aire en volúmenes más reducidos y, en consecuencia, disminuye el flujo requerido durante la carga y descarga.

Esto se debe a que el tiempo de descarga es significativamente menor que el tiempo de carga, lo que implica que el sistema debe ser capaz de manejar un flujo más intenso durante la fase de descarga para garantizar un suministro continuo de energía.

Además, se observa que a medida que aumenta la presión de fondo del pozo, el número de pozos requeridos disminuye. Este comportamiento se explica por la mayor densidad del aire comprimido a presiones más elevadas, lo que permite almacenar una mayor cantidad de energía en un volumen reducido. En otras palabras, a mayor presión, el aire comprimido ocupa menos espacio, lo que reduce la necesidad de múltiples pozos para almacenar la misma cantidad de energía. Sin embargo, es importante considerar que, aunque un menor número de pozos puede reducir los costos de infraestructura, también implica un mayor trabajo de compresión, lo que podría incrementar los costos operativos y afectar la eficiencia del sistema.

5.3.2 Compresión del aire

Se consideran los siguientes datos de entrada para el cálculo de la potencia requerida para el sistema de compresión de aire:

Tabla 11. Datos de entrada para el sistema de compresión de aire.

Variable	Valor	Unidad
Temperatura de entrada	10	°C
Constante de los gases para el aire	287	J/kg/K
Índice politrópico	1,16	-
Eficiencia isoentrópica	0,85	-
Presión atmosférica	1,013	bar
Tiempo de carga	18	h

A partir de la **Ecuación (16)** se obtiene que el flujo de carga total de aire comprimido es de 800 [kg/s], para todos los casos. Para optimizar el sistema, se consideran 3 cadenas de 3 compresores cada una para la inyección del aire comprimido. A partir de estos valores, se obtienen los resultados correspondientes para el sistema de compresión del aire para cada caso de estudio utilizando las **Ecuaciones (14), (15) y (17)**:

Tabla 12. Resultados del sistema de compresión de aire para cada caso de estudio.

Caso	Ratio de compresión	Trabajo de compresión [kJ/kg]	Potencia por cadena [MW]
1	1,97	207	55
2	2,67	306	82
3	3,36	383	102
4	4,24	463	123

Estos resultados destacan cómo el incremento en la presión de fondo del pozo afecta el desempeño del sistema de compresión de aire. A medida que la presión de fondo aumenta, se observa un incremento progresivo en la ratio de compresión, el trabajo específico de compresión y la potencia requerida por cada cadena de compresores.

Esto refleja el impacto directo de la presión de fondo sobre la energía requerida para comprimir el aire. A mayores presiones, el aire comprimido necesita más trabajo para alcanzar las condiciones de almacenamiento en el reservorio, lo que incrementa tanto el consumo energético como el dimensionamiento de los compresores. Aunque una mayor presión de fondo permite reducir el volumen del reservorio, también representa un desafío desde el punto de vista energético y económico debido al aumento en los costos operativos asociados a la compresión.

Por otro lado, según las potencias por compresor obtenidas y, obteniendo a partir de la **Ecuación (18)** un caudal de aire normal de 742.394 [Nm³/h], se elige para todos los casos, según la **Figura 10**, un compresor del tipo centrífugo.

Asimismo, a partir de la **Ecuación (21)** se determina que el sistema requiere 4 ITC, cuyas características principales para cada caso de estudio se presentan en la siguiente tabla y se obtienen según las **Ecuaciones (22), (23), (24), (25) y (26)**:

Tabla 13. Valores de diseño del ITC para cada caso de estudio.

Caso	Temperatura de entrada del aire [°C]	Área ITC [m ²]	Potencia bomba de servicio [kW]
1	43	3.908	9,6
2	58	4.746	9,6
3	71	5.257	9,6
4	84	5.699	9,6

A medida que la presión de fondo del pozo y, por ende, la temperatura de entrada del aire aumenta, el área requerida para los intercambiadores de calor también incrementa de manera considerable. Este comportamiento se atribuye a la necesidad de disipar más calor en los casos con presiones de fondo más altas, donde el aire comprimido alcanza temperaturas más elevadas durante el proceso de compresión.

Aunque el diseño considera un número constante de 4 ITC para todos los casos, el incremento en el área implica mayores costos de fabricación y mantenimiento en escenarios con altas presiones. Sin embargo, la potencia requerida para las bombas de servicio permanece prácticamente constante en todos los casos, con un valor de alrededor de 9,6 [kW], lo que sugiere que las condiciones del flujo de agua de enfriamiento no se ven significativamente afectadas por las variaciones en el área del ITC.

5.4 Planta eólica

Se obtiene a partir de las **Ecuaciones (17) y (28)** en la **Figura 13** un análisis de sensibilidad del número de generadores y la potencia total requerida para cada caso de estudio:

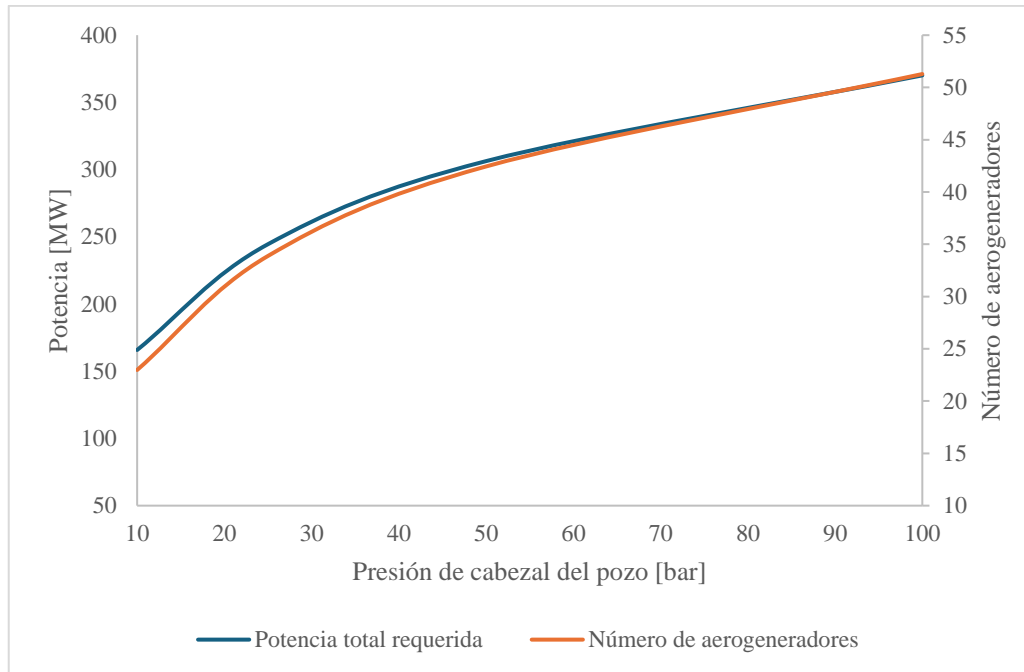


Figura 13. Análisis de sensibilidad de los requerimientos de la planta eólica.

Se observa que los requerimientos de potencia total y el número de aerogeneradores necesarios aumentan progresivamente con la presión de fondo del pozo. Este comportamiento se debe al incremento en la demanda energética asociada con la operación de compresores y bombas en el sistema a presiones más altas. En presiones de fondo bajas, como 10 [bar], la potencia requerida se encuentra cerca de 166 [MW], y el sistema necesita alrededor de 23 aerogeneradores. Por el contrario, a 100 [bar], la potencia total requerida se encuentra cercana a 370 [MW], implicando la necesidad alrededor de 51 aerogeneradores.

Esto señala una relación directa entre la presión de fondo y la capacidad de generación eólica necesaria para sustentar el sistema. Aunque el incremento en el número de aerogeneradores permite satisfacer las demandas energéticas del sistema, también implica un aumento en el CAPEX y OPEX de la planta eólica.

5.5 Evaluación económica

La evaluación económica se basa en los consumos energéticos anuales, considerando que ocurren ciclos continuos de carga y descarga de energía. Estos consumos se presentan a continuación:

Tabla 14. Tiempo de 1 ciclo y ciclos por año.

Variable	Valor	Unidad
Tiempo de 1 ciclo	1,5	día
Ciclos por año	243	ciclos/año

Además, se nota la eficiencia de un ciclo para cada caso de estudio según la **Ecuación (19)** en la siguiente tabla:

Tabla 15. Eficiencia cíclica para cada caso de estudio.

Caso	Energía consumida [MWh/año]	Energía almacenada [MWh/año]	RTE
1	871.720	350.400	40,2%
2	1.285.279	350.400	27,3%
3	1.609.961	350.400	21,8%
4	1.945.179	350.400	18,0%

Se observa que la RTE del sistema disminuye significativamente a medida que aumenta la presión de fondo del pozo. Este comportamiento se debe al incremento en la energía consumida para comprimir el aire en los escenarios con mayores presiones, lo que supera ampliamente la energía almacenada, que permanece constante en todos los casos (350.400 MWh/año).

El aumento de la energía consumida está directamente relacionado con el mayor trabajo de compresión necesario en presiones más altas. Una RTE más baja implica mayores pérdidas energéticas, lo que puede afectar negativamente los costos económicos y la sostenibilidad del sistema a largo plazo.

5.5.1 CAPEX y OPEX

Con base en los reservorios requeridos para cada caso y el costo de estudios de reservorio (ajenos a la perforación de pozos), se estima un costo total en la inversión de estudios de reservorio para la carga/descarga de aire comprimido en la siguiente tabla:

Tabla 16. Costos en estudios de reservorio para cada caso de estudio.

Caso	Estudios de reservorio [USD]
1	\$9.480.800
2	\$3.792.320
3	\$1.896.160

4

\$1.896.160

Se observa que los costos de estudios reservorio disminuyen significativamente a medida que aumenta la presión de fondo del pozo. Esto se debe a que, a mayores presiones, el aire comprimido tiene mayor densidad, permitiendo almacenar más energía en menos volumen y reduciendo el número de reservorios requeridos. Sin embargo, aunque los costos disminuyen, es importante considerar que mayores presiones implican un mayor trabajo de compresión, lo que podría incrementar los costos operativos.

Por otro lado, el costo estimado del agua para el llenado de estanques, según el precio señalado en la sección **4.4.1.5**, para cada caso en la siguiente tabla:

Tabla 17. Costos de agua de llenado del estanque para cada caso de estudio.

Caso	Agua de llenado del estanque [USD]
1	\$18.666
2	\$7.466
3	\$3.733
4	\$1.867

Los costos asociados al agua de llenado de los estanques, presentados en la tabla, muestran una disminución progresiva a medida que aumenta la presión de fondo del pozo. Sin embargo, es importante destacar que estos valores representan una fracción muy pequeña en comparación con los costos totales del sistema, especialmente cuando se consideran los gastos asociados a la infraestructura, los equipos principales y la planta eólica.

Además, se presentan a continuación los costos de instalación de una planta eólica y los costos asociados a los componentes del sistema (notar detalle en **Anexo B**) para cada caso de estudio, utilizando los criterios señalados en las secciones **4.4.1.3** y **4.4.1.4**:

Tabla 18. Costos para cada caso de estudio.

Caso	Instalación planta eólica [USD]	Componentes del sistema [USD]
1	\$191.348.823	\$55.651.344
2	\$282.176.169	\$65.278.896
3	\$353.471.857	\$78.499.566
4	\$427.076.245	\$98.366.098

Estos costos reflejan cómo el aumento de la presión de fondo del pozo afecta directamente los costos asociados tanto a la instalación de la planta eólica como a los componentes del sistema. El

aumento en los costos de la planta eólica está relacionado con la mayor demanda de energía necesaria para operar los compresores y otros equipos del sistema en presiones más altas, lo que requiere una mayor cantidad de aerogeneradores. De manera similar, el incremento en los costos de los componentes del sistema refleja la necesidad de equipos más robustos y eficientes, como compresores, turbinas y sistemas de enfriamiento, para manejar las mayores presiones y flujos de aire comprimido.

Una vez se tienen todos los costes de inversión, se obtiene el valor del CAPEX y OPEX para cada caso de estudio en la siguiente tabla, utilizando los criterios señalados en las secciones **4.4.1** y **4.4.2**:

Tabla 19. CAPEX y OPEX.

Caso	CAPEX [USD]	OPEX [USD/año]
1	\$256.499.633	\$4.232.244
2	\$351.254.851	\$5.795.705
3	\$433.871.316	\$7.158.877
4	\$527.340.369	\$8.701.116

Se observa que los valores de CAPEX y OPEX incrementan a medida que se consideran escenarios con presiones de fondo del pozo más altas. Este comportamiento es consistente con las expectativas del diseño técnico, ya que un aumento en la presión de fondo del pozo demanda equipos más robustos, como compresores y turbinas, además de una infraestructura más compleja para manejar el flujo de aire comprimido. En el caso más favorable, correspondiente al Caso 1, se identifican los menores costos, lo cual refleja la menor complejidad del sistema. Por otro lado, el Caso 4, con una presión de fondo del pozo más alta, representa el escenario menos favorable, evidenciando los mayores desafíos técnicos y económicos.

Finalmente, se presenta en la **Figura 14** la distribución de los porcentajes de costos de inversión del sistema según el CAPEX para cada caso de estudio.

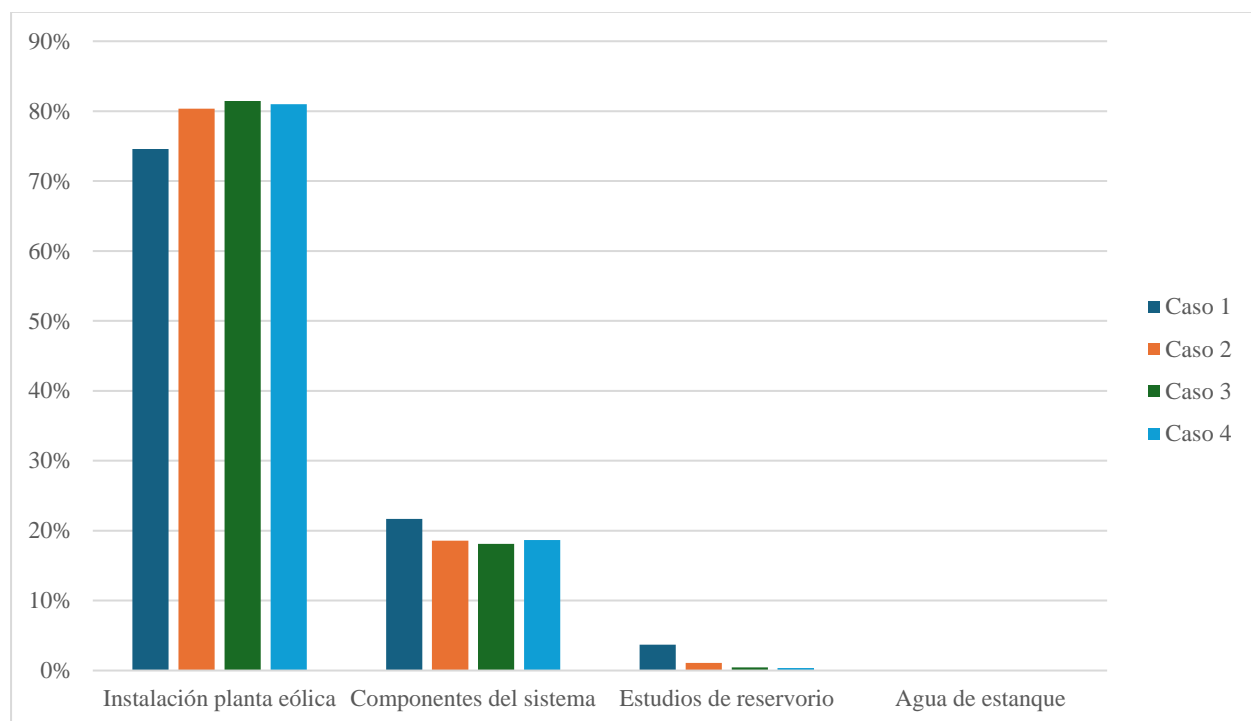


Figura 14. Porcentajes de los costos de inversión del sistema según el CAPEX para cada caso de estudio.

Un patrón destacable es que la instalación de la planta eólica representa la mayor proporción del CAPEX en todos los casos, con valores alrededor del 70-80%. Esto refleja la relevancia de la generación eólica dentro del sistema propuesto y la significativa inversión inicial requerida para este componente. A medida que se incrementa la presión de fondo del pozo (del caso 1 al caso 4), la proporción de los costos asociados a los componentes del sistema también aumenta ligeramente, debido a la necesidad de equipos más robustos, como compresores y turbinas, que puedan manejar mayores presiones.

Por otro lado, los costos relativos a los estudios e infraestructura de los pozos y el agua del estanque permanecen bajos en comparación con los otros rubros, lo que indica que estos aspectos tienen un impacto económico menor en el CAPEX total del proyecto. Sin embargo, su relevancia técnica sigue siendo fundamental para garantizar la integridad y el funcionamiento seguro del sistema.

5.5.2 Indicadores de rentabilidad

Los indicadores de rentabilidad se calcularon a partir del análisis del flujo de caja, siguiendo los criterios definidos en la metodología. Estos se encuentran en el **Anexo C** realizados para cada caso de estudio.

Así, se obtiene la siguiente tabla resumen señalando los indicadores de rentabilidad obtenidos para cada caso de estudio, utilizando las ecuaciones (34) y (35) y el criterio señalado en la sección 4.4.3.3:

Tabla 20. Indicadores de rentabilidad para cada caso de estudio.

Caso	VAN [MMUSD]	TIR	Payback [año]
1	\$425	24%	5
2	\$320	17%	6
3	\$227	14%	8
4	\$120	11%	10

Se observa una clara tendencia donde el caso 1, con la menor presión de fondo de pozo, es el escenario más favorable desde el punto de vista económico, ya que presenta el mayor VAN, la TIR más alta y el menor período de recuperación. Por el contrario, el caso 4, correspondiente al escenario con mayor presión de fondo de pozo, tiene el menor VAN, la TIR más baja y el período de recuperación más largo. Entre los casos intermedios (caso 2 y caso 3), se observan valores decrecientes de VAN y TIR, así como un aumento progresivo del Payback a medida que la presión de fondo de pozo aumenta.

5.5.3 Análisis integral

Los resultados obtenidos muestran una fuerte relación entre las condiciones operativas del sistema y los costos asociados, siendo el factor más relevante del sistema la presión de fondo de pozo. Esto destaca la importancia de un equilibrio entre el diseño técnico y la rentabilidad económica.

Desde el punto de vista técnico, el diseño del sistema propuesto demuestra ser robusto y adaptable a distintas condiciones operativas. La capacidad de almacenamiento de aire comprimido, el diseño de los estanques de agua y el número de pozos necesarios se optimizan para garantizar un suministro continuo de energía.

En el ámbito económico, los resultados de CAPEX y OPEX resaltan la influencia de los costos de inversión en la rentabilidad global del proyecto. La planta eólica, como principal componente del CAPEX, constituye una inversión significativa pero necesaria para aprovechar las condiciones favorables de la región. Por otro lado, los indicadores de rentabilidad, como el VAN, la TIR y el periodo de recuperación confirman que el proyecto es económicamente viable, especialmente en los escenarios con presiones de fondo más bajas.

El sistema CHEX también destaca por su contribución al aprovechamiento de infraestructura existente, como los pozos de hidrocarburos abandonados. Esto no solo reduce los costos asociados a la construcción de nuevos reservorios, sino que también promueve un enfoque sostenible al reutilizar recursos existentes. Además, la integración con energías renovables, como la eólica,

refuerza el compromiso ambiental del proyecto al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar la transición hacia sistemas energéticos más limpios.

6 Conclusiones

En el presente trabajo se ha analizado la factibilidad técnica y económica de implementar la tecnología CHEX en pozos de hidrocarburos abandonados en la región de Magallanes, Chile. A partir de los resultados obtenidos, se han derivado las siguientes conclusiones:

- La presión de fondo del pozo demuestra una mayor sensibilidad al aumento de profundidad en presiones altas.
- Una mayor presión de carga de aire indica peores propiedades de almacenamiento en el reservorio, lo que incrementa el trabajo de compresión. En este contexto, se concluye que el caso más favorable energéticamente corresponde a una presión de fondo del pozo de 10 [bar], mientras que el caso menos favorable es de 100 [bar].
- En términos de infraestructura requerida, el caso menos favorable energéticamente requiere 1 reservorio y un volumen total de almacenamiento 5.691.641 [m³], mientras que el caso más favorable necesita 5 y un volumen total de almacenamiento de 569.164 [m³]. Respecto al número de pozos, se observa que, para el caso más favorable, se requieren 49 pozos, mientras que, para el caso menos favorable, el número de pozos se reduce a 5. Esto indica que, aunque a mayores presiones se necesitan menos pozos, lo cual es beneficioso en términos de infraestructura, el coste energético asociado a la compresión del aire en este escenario continúa siendo significativamente mayor.
- Este diseño también contempla la utilización de 3 cadenas de 3 compresores centrífugos cada una. El tamaño de los ITC alcanza valores en el orden de miles de metros cuadrados en todos los casos.
- El diseño propuesto considera la implementación de 2 turbinas hidráulicas, cada una con una potencia de 50 [MW]. Para los casos con una presión de fondo del pozo de 10 y 25 [bar], se seleccionan turbinas Francis, mientras que para los casos con presiones de fondo de 50 y 100 [bar], se opta por turbinas Pelton.
- Se contemplan 3 estanques por turbina, en donde estos últimos requieren un mayor tamaño a medida que aumenta la presión de fondo del pozo. La geometría de los estanques se debe diseñar en función del volumen total requerido, ya que volúmenes grandes demandan una infraestructura ingenieril más compleja.
- Las potencias de las bombas de servicio para los ITC y llenado de estanques de agua representan un consumo significativamente menor dentro del sistema.
- Se observa que un aumento en la presión de fondo del pozo reduce el calor cedido por el reservorio al aire, ya que, a mayores presiones, la temperatura del aire comprimido después

del proceso de compresión es más elevada. Esto hace que la diferencia de temperatura entre el aire y el reservorio sea menor, disminuyendo la transferencia de calor.

- La potencia total requerida por los componentes que consumen energía eléctrica está directamente relacionada con el tamaño de la planta eólica. El caso más favorable energéticamente requiere 23 aerogeneradores, mientras que el caso menos favorable necesita 51. Esta diferencia refleja las variaciones en las demandas energéticas del sistema según las condiciones de operación.
- La RTE del sistema disminuye significativamente a medida que aumenta la presión de fondo del pozo, pasando de un 40,2% en el caso más favorable a un 18,0% en el menos favorable. Esto se debe a que, a mayores presiones, el trabajo de compresión requerido es mayor, incrementando la energía consumida, mientras que la energía almacenada permanece constante en todos los casos, debido a que la potencia es fija de 100 [MW].
- En el ámbito económico, los costos de inversión están dominados por la instalación de la planta eólica, seguidos por los costos asociados a los componentes del sistema. Para el caso más favorable energéticamente, el CAPEX asciende a 256 [MMUSD], mientras que para el menos favorable alcanza 527 [MMUSD]. Los indicadores de rentabilidad confirman la viabilidad del proyecto en los cuatro escenarios evaluados, siendo el caso más favorable el que presenta los mejores resultados: un VAN de 425 [MMUSD], una TIR del 24% y un Payback de 5 años. Por el contrario, el caso menos favorable presenta un VAN de 120 [MMUSD], una TIR menor, del 11%, y un Payback de 10 años.
- Aunque una menor presión de fondo del pozo implica una mayor eficiencia cíclica y mejores indicadores de rentabilidad, esto también depende de las propiedades del reservorio, las cuales no se conocen con precisión hasta realizar los estudios. Dada la profundidad de 2000 metros de los pozos, es posible que la presión de fondo sea mayor que la del caso más favorable energéticamente. Por lo tanto, se espera un probable escenario con una presión media de reservorio similar a la del caso 3, con 50 [bar], donde se enfrentan desafíos de construcción y operación de equipos considerablemente menores en comparación con presiones más bajas, pero un mayor consumo energético y un tamaño más grande de la planta eólica respecto a los casos de menor presión. Sin embargo, los indicadores de rentabilidad siguen siendo atractivos para este caso.
- La tecnología CHEX permite gestionar potencias instaladas del orden de [GW], por lo que exista la posibilidad de escalar el diseño propuesto. Este potencial se maximiza en reservorios con presiones más altas, ya que, aunque requieren mayor trabajo de compresión, permiten almacenar mayores volúmenes de energía en menos espacio, optimizando la infraestructura y reduciendo costos asociados.

- Finalmente, se concluye a partir de los resultados obtenidos, que se ha demostrado que el proyecto es viable tanto técnica como económicamente, siendo capaz de adaptarse a diferentes condiciones de operación y logrando indicadores financieros favorables en los cuatro casos de estudio propuestos. La región de Magallanes posee un gran potencial para la implementación de sistemas de almacenamiento de energía combinados con la energía eólica, gracias a sus numerosos pozos de hidrocarburos abandonados, ideales para inyectar aire comprimido. La reutilización de infraestructura existente y la implementación de energía renovable refuerzan el compromiso ambiental y el potencial de la tecnología CHEX en Chile.

7 Referencias

- Aguas Magallanes. (2024). *Tarifa de agua por m³ en la región de Magallanes*. <https://www.aguasmagallanes.cl>
- Aliaga, D. M., Romero, C. P., Feick, R., Brooks, W. K., & Campbell, A. N. (2024). Modelling, simulation, and optimisation of a novel liquid piston system for energy recovery. *Applied Energy*, 357. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122506>
- Allen, R. D., Doherty, T. J., Erikson, R. L., & Wiles, L. E. (1983). Factors Affecting Storage of Compressed Air in Porous-Rock Reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 35(3), 489–495. <https://doi.org/10.2118/10559-PA>
- An, D., Li, Y., Lin, X., & Teng, S. (2023). Analysis of compression/expansion stage on compressed air energy storage cogeneration system. *Frontiers in Energy Research*, 11, 1278289. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2023.1278289>
- Arie, M. A., Shooshtari, A. H., & Ohadi, M. M. (2017). Experimental characterization of an additively manufactured heat exchanger for dry cooling of power plants. *Applied Thermal Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.09.140>
- Atlas Copco. (2023). *The Importance of Cooling Compressed Air*. <https://www.atlascopco.com>
- Bauer, J. F., Krumbholz, M., Luijendijk, E., & Tanner, D. C. (2019). A numerical sensitivity study of how permeability, porosity, geological structure, and hydraulic gradient control the lifetime of a geothermal reservoir. *Solid Earth*, 10, 2115–2135. <https://doi.org/10.5194/se-10-2115-2019>
- Budt, M., Wolf, D., Span, R., & Yan, J. (2016). A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments. *Applied Energy*, 170, 250–268. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.108>
- Capstick, S., Whitmarsh, L., Poortinga, W., Pidgeon, N., & Upham, P. (2015). International trends in public perceptions of climate change over the past quarter century. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 6(1), 35–61. <https://doi.org/10.1002/wcc.321>
- Cengel, Y. A., & Boles, M. A. (2015). *Thermodynamics: An Engineering Approach* (8th ed.). McGraw-Hill Education.
- Chen, H., Cong, T. N., Yang, W., Tan, C., Li, Y., & Ding, Y. (2018). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science*, 19(3), 291–312.
- Chu, W., Vicidomini, M., Calise, F., Duić, N., Østergaard, P. A., Wang, Q., & da Graça Carvalho, M. (2022). Recent Advances in Low-Carbon and Sustainable, Efficient Technology: Strategies and Applications. *Energies*, 15(8), 2954. <https://doi.org/10.3390/en15082954>

- Crumpton, H. (2018). *Well Control for Completions and Interventions*. Elsevier.
- Díaz, D. A. (2012). *Evaluación técnico económica de la implementación y operación de una central de energía eléctrica a partir de fuentes geotérmicas en el sistema eléctrico chileno*. Universidad de Chile.
- Dixon, S. L., & Hall, C. A. (2014). *Fluid Mechanics and Thermodynamics of Turbomachinery* (6th ed.). Elsevier.
- EDELMAG. (2025). *Tarifas de Suministro - Marzo 2025*. <https://www.edelmag.cl/wp-content/uploads/2025/02/EDELMAG-Tarifas-Suministro-marzo-2025.pdf>
- ENAP. (2022). *Reporte Integrado 2022*. <https://www.enap.cl>
- Gouda, E. M., Fan, Y., Benaouicha, M., Neu, T., & Luo, L. (2021). Review on Liquid Piston technology for compressed air energy storage. In *Journal of Energy Storage* (Vol. 43). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103111>
- Hanlon, P. C. (2001). *Compressor Handbook* (P. C. Hanlon, Ed.). McGraw-Hill.
- Huang, Y., Keatley, P., Chen, H. S., Zhang, X. J., Rolfe, A., & Hewitt, N. J. (2018). Techno-economic study of compressed air energy storage systems for the grid integration of wind power. *International Journal of Energy Research*, 42(2), 559–569. <https://doi.org/10.1002/er.3840>
- Induambiente. (2021). *Magallanes podría producir el 13% del hidrógeno verde del mundo con energía eólica*. <https://www.induambiente.com/actualidad/noticias/magallanes-podria-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica>
- INERCO. (2023). El almacenamiento de energía como aliado en la descarbonización. *INERCO Blog*. <https://www.inerco.com/blog/almacenamiento-energia/>
- Ingemecánica. (2024). *Diseño de sistemas de aire comprimido*.
- IRENA. (2024). *Renewable Power Generation Costs in 2023*. International Renewable Energy Agency. <https://www.irena.org/publications>
- Koohi-Fayegh, S., & Rosen, M. A. (2020). A review of energy storage types, applications and recent developments. *Journal of Energy Storage*, 27, 101047. <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>
- Kroposki, B., Johnson, B., Zhang, Y., Gevorgian, V., Denholm, P., Hodge, B.-M., & Hannegan, B. (2017). Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(2), 61–73. <https://doi.org/10.1109/MPE.2016.2637122>

- Kusch-Brandt, S. (2019). Urban Renewable Energy on the Upswing: A Spotlight on Renewable Energy in Cities in REN21's "Renewables 2019 Global Status Report." *Resources*, 8(3), 139. <https://doi.org/10.3390/resources8030139>
- Kushnir, R., Aravot, Y., Harari, E., & Gal, E. (2012). Compressed Air Energy Storage (CAES) in Porous Reservoirs: Analysis and Field Experience. *Energy*, 41(1), 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.032>
- Lagarrigue, S., Elgueta, S., Arancibia, G., Sanchez, J., Morata, D., & Rojas, L. (2019). The Springhill Formation (Jurassic-Cretaceous) as a potential low enthalpy geothermal reservoir in the Cerro Sombrero area, Magellan Basin, Chile. *EGU General Assembly 2019*.
- Leonard, M. D., Michaelides, E. E., & Michaelides, D. N. (2020). Energy storage needs for the substitution of fossil fuel power plants with renewables. *Renewable Energy*, 145, 951–962. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.066>
- Malloy, K. P., Medley, G. H. Jr., & Stone, C. R. (2007). Taking another look at the risk profile for air drilling in presence of hydrocarbons. *Drilling Contractor*, March/April, 66–68. https://drillingcontractor.org/dcp/dc-marapr07/DC_Mar07_malloy.pdf
- Mattar, C., & Borvarán, D. (2016). Offshore wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile. *Renewable Energy*, 94, 22–31. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.005>
- Medeiros, M., Booth, R., Fairchild, J., Imperato, D., Stinson, C., Ausburn, M., Tietze, M., Irani, S., Burzlaff, A., Moore, H., Day, J., Jordan, B., Holsey, T., Davy, D., & Plourde, K. (2018). *Technical Feasibility of Compressed Air Energy Storage (CAES) Utilizing a Porous Rock Reservoir*. <https://doi.org/10.2172/1434251>
- MME. (2024). *Reporte de proyectos en Construcción e Inversión en el Sector Energía mes de enero de 2024*.
- Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., & Hadjerioua, B. (2020). An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics. *Energies*, 13(13), 3307. <https://doi.org/10.3390/en13133307>
- Moraga-Contreras, C., Cornejo-Ponce, L., Vilca-Salinas, P., Estupiñan, E., Zuñiga, A., Palma-Behnke, R., & Tapia-Caroca, H. (2022). Evolution of Solar Energy in Chile: Residential Opportunities in Arica and Parinacota. *Energies*, 15(2), 551. <https://doi.org/10.3390/en15020551>
- Ogayar, B., & Vidal, P. G. (2009). Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. *Renewable Energy*, 34(1), 6–13. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.040>

- Olabi, A. G., Wilberforce, T., Ramadan, M., Abdelkareem, M. A., & Alami, A. H. (2021). Compressed air energy storage systems: Components and operating parameters – A review. *Journal of Energy Storage*, 34, 102000. <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102000>
- Pei, P., Ding, Y., Wang, J., & Zhang, C. (2019). An overview of energy storage in renewable energy systems. *Journal of Power Sources*, 496, 229450.
- Peters, M. S., Timmerhaus, K. D., & West, R. E. (2003). *Plant Design and Economics for Chemical Engineers* (5th ed.). McGraw-Hill.
- Razmjoo, A., Gakenia Kaigutha, L., Vaziri Rad, M. A., Marzband, M., Davarpanah, A., & Denai, M. (2021). A Technical analysis investigating energy sustainability utilizing reliable renewable energy sources to reduce CO_2 emissions in a high potential area. *Renewable Energy*, 164, 46–57. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.09.042>
- Rigaud, M. (2014). *Almacenamiento de aire comprimido en formaciones geológicas subterráneas*.
- Robles, J. L. M., & Sandoval, E. L. (2016). Estimado del costo de inversión. *Ingeniería Industrial*, 50, 49–87. <https://repositorio.pucp.edu.pe/handle/123456789/1513>
- Ross, S. A., Westerfield, R., & Jaffe, J. (2020). *Corporate Finance, 13th Edition*. McGraw-Hill Education.
- S.A., G. A. C. (2024). *Resumen Ejecutivo: EIA - Proyecto Integral para la Producción y Exportación de Amoniaco Verde – HNH Energy*. <http://www.gac.cl>
- Sandoval, W. (2018). *Capítulo 6: Conceptos Básicos de Centrales Hidroeléctricas*. Universidad de las Fuerzas Armadas-ESPE.
- Sea Temperature. (2024). *Temperatura del agua en Punta Arenas, Magallanes, Chile*. <https://es.seatemperature.net/current/chile/punta-arenas-magallanes-chile>
- Shafiee, S., & Topal, E. (2009). When will fossil fuel reserves be diminished? *Energy Policy*, 37(1), 181–189. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.08.016>
- Silva, C. A. (2016). *Sistemas de almacenamiento de energía mediante aire comprimido dentro de formaciones geológicas en Chile*.
- Simsek, Y., Lorca, Á., Urmee, T., Bahri, P. A., & Escobar, R. (2019). Review and assessment of energy policy developments in Chile. *Energy Policy*, 127, 87–101. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.058>
- SOLCOR. (2024). *Energía Solar para Empresas*. <https://solcorchile.com/ernc-energias-renovables-no-convencionales/>

- Stricker, K., Grimmer, J., Meixner, J., Schill, E., & Kohl, T. (2020). *Utilization of abandoned hydrocarbon reservoirs for deep geothermal heat storage*.
- Vigoya, M. F., Mendoza, J. G., & Abril, S. O. (2020). INTERNATIONAL ENERGY TRANSITION: A REVIEW OF ITS STATUS ON SEVERAL CONTINENTS. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 10(6), 216–224. <https://doi.org/10.32479/ijeep.10116>
- XE. (2024). *Currency converter*. <https://www.xe.com/currencyconverter/>
- Yao, E., Wang, H., Wang, L., Xi, G., & Maréchal, F. (2017). Multi-objective optimization and exergoeconomic analysis of a combined cooling, heating and power based compressed air energy storage system. *Energy Conversion and Management*, 138, 199–209. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.01.071>
- Young, D. L., Johnston, H., & Augustine, C. (2021). Electrical energy storage using compressed gas in depleted hydraulically fractured wells. *IScience*, 24(12). <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.103459>
- Zhang, L., Liu, L., Zhang, C., He, X., Zhang, Y., & Yang, T. (2021). Performance analysis of an adiabatic compressed air energy storage system with a pressure regulation inverter-driven compressor. *Journal of Energy Storage*, 43, 103197. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103197>
- Zhou, J., Peng, J., Liang, G., & Sun, J. (2021). Optimization of injection-withdrawal schedules for underground gas storage in a multi-block depleted gas reservoir considering operation stability. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1–14. <https://doi.org/10.1080/15567036.2021.1988005>
- Zohuri, B. (2022). Energy Storage Technologies and Their Role in Renewable Integration and Significance of Thermodynamic Analysis. In Elsevier (Ed.), *Encyclopedia of Energy Storage*. Elsevier.

8 Anexos

8.1 Anexo A: Detalle de costos de exploración y estudios de reservorio

Se presenta el desglose de los costos de exploración y estudios de reservorio ajenos a la perforación de pozos en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Detalle de costos de exploración y estudios de reservorio ajenos a la perforación de pozos (Díaz, 2012).

Parámetros de entrada	Valor
Exploración - Costos ajenos a la perforación	
Análisis de la información existente	\$ 32.000
Trabajo en el terreno	\$ 55.000
Reconocimiento y toma de muestras	\$ 48.000
Geotermometría	\$ 4.000
Análisis de roca y tierra	\$ 3.000
Análisis de flux de gases y tierra	\$ 0
Inclusión de fluido y estratigrafía	\$ 0
Análisis estructural	\$ 80.000
Análisis de estructura y modelamiento	\$ 80.000
Sensores remotos	\$ 140.500
Obtención multiespectral de imágenes	\$ 139.000
Obtención hiperespectral de imágenes	\$ 0
LiDAR	\$ 0
Fotografía aerea	\$ 1.500
FLIR	\$ 0
Geofísica	\$ 480.000
Gravitométrica	\$ 40.000
Aereomagnética	\$ 115.000
Reflexión sísmica 3D	\$ 135.000
Resistividad	\$ 40.000
Magnetoteluria	\$ 150.000
Medición gradiente de temperatura	\$ 100.000
Interpretación y reportes	\$ 50.000
Otros costos	12%

8.2 Anexo B: Detalle de costos de los componentes

Se obtiene el costo de equipo comprado para cada componente a partir de las **Ecuaciones (29), (30), (31), (32) y (33)**. Además, utilizando los porcentajes de referencia señalados en la **Tabla 2**, se estima el detalle de los costos asociados a los componentes principales y secundarios necesarios en la inversión inicial. A continuación, se señala el detalle para cada caso de estudio:

a) Caso de estudio 1:

Tabla 22. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 1.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	Compresores [MMUSD]	Turbina Francis [MMUSD]	Estanques de agua [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$3,239	\$3,770	\$2,701
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$1,158	\$1,348	\$0,966

	Instrumentación	6,4	\$0,893	\$1,040	\$0,745
	Tuberías	7,3	\$1,019	\$1,186	\$0,850
	Electricidad	4,6	\$0,642	\$0,747	\$0,535
	Edificios	4,6	\$0,642	\$0,747	\$0,535
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,251	\$0,292	\$0,210
	Instalaciones de servicio	13,8	\$1,926	\$2,242	\$1,606
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$1,284	\$1,494	\$1,071
	Gastos de construcción	11	\$1,535	\$1,787	\$1,280
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,251	\$0,292	\$0,210
	Contingencias	7,3	\$1,019	\$1,186	\$0,850
Total		100	\$13,957	\$16,243	\$11,639

Tabla 23. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 1.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	ITC [MMUSD]	Bombas de servicio [MMUSD]	Bomba de llenado [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$3,151	\$0,041	\$0,014
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$1,127	\$0,015	\$0,005
	Instrumentación	6,4	\$0,869	\$0,011	\$0,004
	Tuberías	7,3	\$0,991	\$0,013	\$0,004
	Electricidad	4,6	\$0,624	\$0,008	\$0,003
	Edificios	4,6	\$0,624	\$0,008	\$0,003
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,244	\$0,003	\$0,001
	Instalaciones de servicio	13,8	\$1,873	\$0,024	\$0,008
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$1,249	\$0,016	\$0,006
	Gastos de construcción	11	\$1,493	\$0,019	\$0,007
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,244	\$0,003	\$0,001
	Contingencias	7,3	\$0,991	\$0,013	\$0,004
Total		100	\$13,576	\$0,176	\$0,060

b) Caso de estudio 2:

Tabla 24. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 2.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	Compresores [MMUSD]	Turbina Francis [MMUSD]	Estanques de agua [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$6,383	\$3,355	\$1,699
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$2,283	\$1,200	\$0,608
	Instrumentación	6,4	\$1,760	\$0,925	\$0,469
	Tuberías	7,3	\$2,008	\$1,055	\$0,534
	Electricidad	4,6	\$1,265	\$0,665	\$0,337
	Edificios	4,6	\$1,265	\$0,665	\$0,337
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,495	\$0,260	\$0,132
	Instalaciones de servicio	13,8	\$3,795	\$1,995	\$1,010
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$2,530	\$1,330	\$0,674
	Gastos de construcción	11	\$3,025	\$1,590	\$0,805
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,495	\$0,260	\$0,132
	Contingencias	7,3	\$2,008	\$1,055	\$0,534
Total		100	\$27,501	\$14,456	\$7,321

Tabla 25. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 2.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	ITC [MMUSD]	Bombas de servicio [MMUSD]	Bomba de llenado [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$3,666	\$0,041	\$0,007
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$1,311	\$0,015	\$0,002
	Instrumentación	6,4	\$1,011	\$0,011	\$0,002
	Tuberías	7,3	\$1,153	\$0,013	\$0,002
	Electricidad	4,6	\$0,727	\$0,008	\$0,001
	Edificios	4,6	\$0,727	\$0,008	\$0,001
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,284	\$0,003	\$0,001
	Instalaciones de servicio	13,8	\$2,180	\$0,024	\$0,004
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000

Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$1,453	\$0,016	\$0,003
	Gastos de construcción	11	\$1,738	\$0,019	\$0,003
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,284	\$0,003	\$0,001
	Contingencias	7,3	\$1,153	\$0,013	\$0,002
Total		100	\$15,796	\$0,177	\$0,029

c) Caso de estudio 3:

Tabla 26. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 3.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	Compresores [MMUSD]	Turbina Francis [MMUSD]	Estanques de agua [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$9,935	\$3,072	\$1,196
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$3,553	\$1,099	\$0,428
	Instrumentación	6,4	\$2,740	\$0,847	\$0,330
	Tuberías	7,3	\$3,125	\$0,966	\$0,376
	Electricidad	4,6	\$1,969	\$0,609	\$0,237
	Edificios	4,6	\$1,969	\$0,609	\$0,237
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,771	\$0,238	\$0,093
	Instalaciones de servicio	13,8	\$5,907	\$1,826	\$0,711
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$3,938	\$1,218	\$0,474
	Gastos de construcción	11	\$4,709	\$1,456	\$0,567
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,771	\$0,238	\$0,093
	Contingencias	7,3	\$3,125	\$0,966	\$0,376
Total		100	\$42,807	\$13,235	\$5,155

Tabla 27. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 3.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	ITC [MMUSD]	Bombas de servicio [MMUSD]	Bomba de llenado [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$3,971	\$0,041	\$0,004
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$1,420	\$0,015	\$0,001
	Instrumentación	6,4	\$1,095	\$0,011	\$0,001
	Tuberías	7,3	\$1,249	\$0,013	\$0,001

	Electricidad	4,6	\$0,787	\$0,008	\$0,001
	Edificios	4,6	\$0,787	\$0,008	\$0,001
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,308	\$0,003	\$0,000
	Instalaciones de servicio	13,8	\$2,361	\$0,024	\$0,002
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$1,574	\$0,016	\$0,002
	Gastos de construcción	11	\$1,882	\$0,019	\$0,002
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,308	\$0,003	\$0,000
	Contingencias	7,3	\$1,249	\$0,013	\$0,001
Total		100	\$17,109	\$0,177	\$0,017

d) Caso de estudio 4:

Tabla 28. Costos de los componentes principales del sistema: Caso 4.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	Compresores [MMUSD]	Turbina Francis [MMUSD]	Estanques de agua [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$14,903	\$2,812	\$0,843
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$5,329	\$1,006	\$0,301
	Instrumentación	6,4	\$4,109	\$0,776	\$0,232
	Tuberías	7,3	\$4,687	\$0,885	\$0,265
	Electricidad	4,6	\$2,954	\$0,557	\$0,167
	Edificios	4,6	\$2,954	\$0,557	\$0,167
	Mejoras en el terreno	1,8	\$1,156	\$0,218	\$0,065
	Instalaciones de servicio	13,8	\$8,861	\$1,672	\$0,501
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$5,907	\$1,115	\$0,334
	Gastos de construcción	11	\$7,063	\$1,333	\$0,399
	Honorarios del contratista	1,8	\$1,156	\$0,218	\$0,065
	Contingencias	7,3	\$4,687	\$0,885	\$0,265
Total		100	\$64,211	\$12,118	\$3,630

Tabla 29. Costos de los componentes secundarios del sistema: Caso 4.

Costos	Componentes	Porcentaje (%)	ITC [MMUSD]	Bombas de servicio [MMUSD]	Bomba de llenado [MMUSD]
Directos	Equipo comprado	23	\$4,229	\$0,041	\$0,002
	Instalación del equipo comprado	8,3	\$1,512	\$0,015	\$0,001
	Instrumentación	6,4	\$1,166	\$0,011	\$0,001
	Tuberías	7,3	\$1,330	\$0,013	\$0,001
	Electricidad	4,6	\$0,838	\$0,008	\$0,000
	Edificios	4,6	\$0,838	\$0,008	\$0,000
	Mejoras en el terreno	1,8	\$0,328	\$0,003	\$0,000
	Instalaciones de servicio	13,8	\$2,514	\$0,024	\$0,001
	Terreno	0,9	\$0,000	\$0,000	\$0,000
Indirectos	Ingeniería y supervisión	9,2	\$1,676	\$0,016	\$0,001
	Gastos de construcción	11	\$2,004	\$0,019	\$0,001
	Honorarios del contratista	1,8	\$0,328	\$0,003	\$0,000
	Contingencias	7,3	\$1,330	\$0,013	\$0,001
Total		100	\$18,221	\$0,177	\$0,010

8.3 Anexo C: Flujos de caja

Se presentan a continuación los flujos de cajas para cada caso de estudio:

a) Caso de estudio 1:

Ingresos	Unidades/Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Costo energía en periodo de alta demanda	USD/MWh	\$232	\$235	\$237	\$239	\$242	\$244	\$247	\$249
Energía consumida	MWh/año	-	478.247	956.494	956.494	956.494	956.494	956.494	956.494
Energía almacenada	MWh/año	-	175.200	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
Ahorro	MMUSD/año	-	\$41,12	\$83,06	\$83,89	\$84,73	\$85,57	\$86,43	\$87,29
Egresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación y mantenimiento	MMUSD/año	-	\$4,95	\$4,95	\$4,95	\$4,95	\$4,95	\$4,95	\$4,95
Depreciación	MMUSD/año	-	\$2,01	\$2,01	\$2,01	\$2,01	\$2,01	\$2,01	\$2,01
Inversión inicial	MMUSD/año	\$299,90	-	-	-	-	-	-	-
Flujo neto	MMUSD/año	-\$299,90	\$34,16	\$76,10	\$76,93	\$77,77	\$78,62	\$79,47	\$80,34
Flujo neto acumulado	MMUSD/año	-\$299,90	-\$265,74	-\$189,64	-\$112,70	-\$34,93	\$43,69	\$123,16	\$203,50

Figura 15. Flujo de caja: Caso 1.

8	9	10	11	12	13	14	15	16
\$4	\$4	\$4	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5
\$141	\$143	\$144	\$145	\$147	\$148	\$150	\$151	\$153
\$205.520	\$207.575	\$209.651	\$211.748	\$213.865	\$216.004	\$218.164	\$220.345	\$222.549
\$40.669	\$41.075	\$41.486	\$41.901	\$42.320	\$42.743	\$43.171	\$43.602	\$44.038
871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
90	90	90	90	90	90	90	90	90
100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$74	\$74	\$75	\$76	\$77	\$77	\$78	\$79	\$80
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23
\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$68,02	\$68,76	\$69,50	\$70,25	\$71,01	\$71,77	\$72,55	\$73,33	\$74,11
\$243,90	\$312,66	\$382,16	\$452,41	\$523,42	\$595,19	\$667,74	\$741,06	\$815,18

Figura 16. Flujo de caja: Caso 1 (primera continuación).

17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5
\$154	\$156	\$157	\$159	\$161	\$162	\$164	\$165	\$167
\$224.774	\$227.022	\$229.292	\$231.585	\$233.901	\$236.240	\$238.602	\$240.988	\$243.398
\$44.479	\$44.924	\$45.373	\$45.827	\$46.285	\$46.748	\$47.215	\$47.687	\$48.164
871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720	871.720
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
90	90	90	90	90	90	90	90	90
100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$80	\$81	\$82	\$83	\$84	\$85	\$85	\$86	\$87
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23	\$4,23
\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29	\$1,29
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$74,91	\$75,72	\$76,53	\$77,35	\$78,18	\$79,01	\$79,86	\$80,71	\$81,58
\$890,09	\$965,80	\$1.042,33	\$1.119,68	\$1.197,86	\$1.276,87	\$1.356,73	\$1.437,45	\$1.519,02

Figura 17. Flujo de caja: Caso 1 (segunda continuación).

b) Caso de estudio 2:

Ingresos	Unidades/Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Costo energía en periodo de alta demanda	USD/MWh	\$232	\$235	\$237	\$239	\$242	\$244	\$247	\$249
Energía consumida	MWh/año	-	686.069	1.372.137	1.372.137	1.372.137	1.372.137	1.372.137	1.372.137

Energía almacenada	MWh/año	-	175.200	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
Ahorro	MMUSD/año	-	\$41,12	\$83,06	\$83,89	\$84,73	\$85,57	\$86,43	\$87,29
Egresos		-	-	-	-	-	-	-	-
Operación y mantenimiento	MMUSD/año	-	\$6,43	\$6,43	\$6,43	\$6,43	\$6,43	\$6,43	\$6,43
Depreciación	MMUSD/año	-	\$2,02	\$2,02	\$2,02	\$2,02	\$2,02	\$2,02	\$2,02
Inversión inicial	MMUSD/año	\$389,74	-	-	-	-	-	-	-
Flujo neto	MMUSD/año	-\$389,74	\$32,67	\$74,61	\$75,44	\$76,27	\$77,12	\$77,98	\$78,84
Flujo neto acumulado	MMUSD/año	-\$389,74	-\$357,07	-\$282,47	-\$207,03	-\$130,76	-\$53,64	\$24,34	\$103,18

Figura 18. Flujo de caja: Caso 2.

8	9	10	11	12	13	14	15	16
\$4	\$4	\$4	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5
\$141	\$143	\$144	\$145	\$147	\$148	\$150	\$151	\$153
\$205.520	\$207.575	\$209.651	\$211.748	\$213.865	\$216.004	\$218.164	\$220.345	\$222.549
\$40.669	\$41.075	\$41.486	\$41.901	\$42.320	\$42.743	\$43.171	\$43.602	\$44.038
1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
90	90	90	90	90	90	90	90	90
100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$74	\$74	\$75	\$76	\$77	\$77	\$78	\$79	\$80
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80
\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$66,23	\$66,97	\$67,71	\$68,46	\$69,22	\$69,99	\$70,76	\$71,54	\$72,33
\$134,85	\$201,82	\$269,54	\$338,00	\$407,22	\$477,21	\$547,96	\$619,50	\$691,83

Figura 19. Flujo de caja: Caso 2 (primera continuación).

17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5
\$154	\$156	\$157	\$159	\$161	\$162	\$164	\$165	\$167
\$224.774	\$227.022	\$229.292	\$231.585	\$233.901	\$236.240	\$238.602	\$240.988	\$243.398
\$44.479	\$44.924	\$45.373	\$45.827	\$46.285	\$46.748	\$47.215	\$47.687	\$48.164
1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
90	90	90	90	90	90	90	90	90
100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$80	\$81	\$82	\$83	\$84	\$85	\$85	\$86	\$87
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80

\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$73,12	\$73,93	\$74,74	\$75,56	\$76,39	\$77,23	\$78,07	\$78,93	\$79,79
\$764,96	\$838,89	\$913,63	\$989,19	\$1.065,58	\$1.142,81	\$1.220,88	\$1.299,81	\$1.379,59

Figura 20. Flujo de caja: Caso 2 (segunda continuación).

c) Caso de estudio 3:

Ahorros	Unidades\Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Cargo por servicio público	USD/MWh	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4
Cargo por energía	USD/MWh	\$130	\$132	\$133	\$134	\$136	\$137	\$138	\$140
Cargo por demanda máxima de potencia	USD/MW	\$189.794	\$191.692	\$193.609	\$195.545	\$197.501	\$199.476	\$201.470	\$203.485
Cargo por potencia contratada	USD/MW	\$37.557	\$37.932	\$38.312	\$38.695	\$39.082	\$39.473	\$39.867	\$40.266
Energía consumida	MWh/año	-	642.640	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279
Energía almacenada	MWh/año	-	175.200	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
Demanda máxima de potencia	MW	-	90	90	90	90	90	90	90
Potencia contratada	MW	-	100	100	100	100	100	100	100
Ahorro	MMUSD/año	-	\$45	\$69	\$70	\$71	\$71	\$72	\$73
Egresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación y mantenimiento	MMUSD/año	-	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80
Depreciación	MMUSD/año	-	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52
Inversión inicial	MMUSD/año	\$351,25	-	-	-	-	-	-	-
Flujo neto	MMUSD/año	-\$351,25	\$37,51	\$61,97	\$62,66	\$63,36	\$64,07	\$64,79	\$65,51
Flujo neto acumulado	MMUSD/año	-\$351,25	-\$313,74	-\$251,77	-\$189,11	-\$125,74	-\$61,67	\$3,11	\$68,62

Figura 21. Flujo de caja: Caso 3.

8	9	10	11	12	13	14	15	16
\$252	\$254	\$257	\$259	\$262	\$264	\$267	\$270	\$272
1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
\$88,17	\$89,05	\$89,94	\$90,84	\$91,75	\$92,66	\$93,59	\$94,53	\$95,47
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65
\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$78,40	\$79,28	\$80,17	\$81,07	\$81,98	\$82,90	\$83,82	\$84,76	\$85,71
\$98,45	\$177,73	\$257,90	\$338,97	\$420,95	\$503,85	\$587,68	\$672,44	\$758,14

Figura 22. Flujo de caja: Caso 3 (primera continuación).

17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$275	\$278	\$281	\$284	\$286	\$289	\$292	\$295	\$298

1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620	1.693.620
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
\$96,43	\$97,39	\$98,37	\$99,35	\$100,34	\$101,35	\$102,36	\$103,38	\$104,42
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65	\$7,65
\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12	\$2,12
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$86,66	\$87,63	\$88,60	\$89,58	\$90,58	\$91,58	\$92,59	\$93,62	\$94,65
\$844,81	\$932,43	\$1.021,03	\$1.110,61	\$1.201,19	\$1.292,77	\$1.385,36	\$1.478,98	\$1.573,63

Figura 23. Flujo de caja: Caso 3 (segunda continuación).

d) Caso de estudio 4:

Ahorros	Unidades\Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7
Cargo por servicio público	USD/MWh	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4	\$4
Cargo por energía	USD/MWh	\$130	\$132	\$133	\$134	\$136	\$137	\$138	\$140
Cargo por demanda máxima de potencia	USD/MW	\$189.794	\$191.692	\$193.609	\$195.545	\$197.501	\$199.476	\$201.470	\$203.485
Cargo por potencia contratada	USD/MW	\$37.557	\$37.932	\$38.312	\$38.695	\$39.082	\$39.473	\$39.867	\$40.266
Energía consumida	MWh/año	-	642.640	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279
Energía almacenada	MWh/año	-	175.200	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
Demanda máxima de potencia	MW	-	90	90	90	90	90	90	90
Potencia contratada	MW	-	100	100	100	100	100	100	100
Ahorro	MMUSD/año	-	\$45	\$69	\$70	\$71	\$71	\$72	\$73
Egresos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación y mantenimiento	MMUSD/año	-	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80
Depreciación	MMUSD/año	-	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52
Inversión inicial	MMUSD/año	\$351,25	-	-	-	-	-	-	-
Flujo neto	MMUSD/año	-\$351,25	\$37,51	\$61,97	\$62,66	\$63,36	\$64,07	\$64,79	\$65,51
Flujo neto acumulado	MMUSD/año	-\$351,25	-\$313,74	-\$251,77	-\$189,11	-\$125,74	-\$61,67	\$3,11	\$68,62

Figura 24. Flujo de caja: Caso 4.

8	9	10	11	12	13	14	15	16
\$4	\$4	\$4	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5
\$141	\$143	\$144	\$145	\$147	\$148	\$150	\$151	\$153
\$205.520	\$207.575	\$209.651	\$211.748	\$213.865	\$216.004	\$218.164	\$220.345	\$222.549
\$40.669	\$41.075	\$41.486	\$41.901	\$42.320	\$42.743	\$43.171	\$43.602	\$44.038
1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
90	90	90	90	90	90	90	90	90
100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$74	\$74	\$75	\$76	\$77	\$77	\$78	\$79	\$80

-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80
\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$66,23	\$66,97	\$67,71	\$68,46	\$69,22	\$69,99	\$70,76	\$71,54	\$72,33
\$134,85	\$201,82	\$269,54	\$338,00	\$407,22	\$477,21	\$547,96	\$619,50	\$691,83

Figura 25. Flujo de caja: Caso 4 (primera continuación).

17	18	19	20	21	22	23	24	25
\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5	\$5
\$154	\$156	\$157	\$159	\$161	\$162	\$164	\$165	\$167
\$224.774	\$227.022	\$229.292	\$231.585	\$233.901	\$236.240	\$238.602	\$240.988	\$243.398
\$44.479	\$44.924	\$45.373	\$45.827	\$46.285	\$46.748	\$47.215	\$47.687	\$48.164
1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279	1.285.279
350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400	350.400
90	90	90	90	90	90	90	90	90
100	100	100	100	100	100	100	100	100
\$80	\$81	\$82	\$83	\$84	\$85	\$85	\$86	\$87
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80	\$5,80
\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52	\$1,52
-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$73,12	\$73,93	\$74,74	\$75,56	\$76,39	\$77,23	\$78,07	\$78,93	\$79,79
\$764,96	\$838,89	\$913,63	\$989,19	\$1.065,58	\$1.142,81	\$1.220,88	\$1.299,81	\$1.379,59

Figura 26. Flujo de caja: Caso 4 (segunda continuación).