UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Obras Civiles

Análisis de Factibilidad del Abastecimiento Eficiente de Agua Desalada a los Proyectos de Hidrógeno Verde en Tierra Del Fuego.

Memoria de Título presentada por

Javiera Constanza Oyaneder Martínez

como requisito parcial para optar al título de la carrera de

Ingeniería Civil

Profesor Guía
Alberto Javier Kresse Zamorano

Profesora Correferente
Vivian Clarisa Aranda Núñez

Enero de 2026

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 e factibilidad del abastecimiento eficiente de agua desalada a los proyectos de hidrógeno verde en Tierra del Fuego.

Nombre del candidato(a): Javiera Constanza Oyaneder Martínez

Carrera / Grado: Ingeniería Civil

Campus: San Joaquín **Departamento:** Obras Civiles

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Vivian Clarisa Aranda Núñez, 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: 28-10-26 **Firma:** 

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 28-10-26 **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.

UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

TITULO DE LA TESIS:

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL ABASTECIMIENTO EFICIENTE DE AGUA DESALADA A LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN TIERRA DEL FUEGO

AUTOR:

JAVIERA CONSTANZA OYANEDER MARTÍNEZ

TRABAJO DE MEMORIA, presentado como requisito parcial para optar al título de la carrera de INGENIERIA CIVIL de la Universidad Técnica Federico Santa María.

	Nombre	Firma
Prof. Guía	.....	.....
Profesora Correferente	.....	.....

Santiago, Chile, Enero de 2026

Glosario:

H_2V	Hidrógeno Verde. Hidrógeno producido mediante electrólisis del agua utilizando energía proveniente de fuentes renovables.
H_2	Hidrógeno molecular. Gas utilizado como vector energético en procesos industriales.
NH_3	Amoníaco. Derivado del hidrógeno utilizado como fertilizante, combustible o portador de hidrógeno.
LNH_3	Amoníaco líquido. Forma licuada del amoníaco utilizada para almacenamiento y transporte marítimo.
CH_3OH	Metanol. Derivado del hidrógeno utilizado como combustible sintético o insumo químico.
CO_2	Dióxido de carbono. Gas de efecto invernadero utilizado en la producción de e-combustibles.
TM	Terminal Marítimo. Infraestructura portuaria considerada para exportación de derivados de hidrógeno y apoyo logístico.
CAPEX	Capital Expenditure. Costos de inversión asociados a la construcción de infraestructura.
OPEX	Operational Expenditure. Costos de operación y mantención del sistema.
HDPE	High Density Polyethylene. Polietileno de alta densidad utilizado como material de tuberías a presión.
PN	Presión Nominal. Clasificación de tuberías. Indica presión máxima de operación a 20 °C.
SDR	Standard Dimension Ratio. Relación entre diámetro exterior y el espesor de una tubería.
ISO	International Organization for Standardization. Organismo internacional de normalización técnica.
ASTM	American Society for Testing and Materials. Organización que establece estándares de calidad de materiales y procesos.
EDI	Electrodesionización. Proceso de purificación final del agua para obtener agua ultrapura.
RO	Reverse Osmosis. Proceso de desalinización mediante membranas semipermeables.
EIA	Estudio de Impacto Ambiental. Instrumento de evaluación ambiental de proyectos.
SEA	Servicio de Evaluación Ambiental. Organismo público chileno encargado de la evaluación ambiental.
ENHV	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Política pública chilena para el desarrollo del hidrógeno verde.

Contenido

1 Introducción 8
2 Objetivos 10
2.1 Objetivo General 10
2.2 Objetivos Específicos 10
3 Antecedentes Generales 11
3.1 Hidrógeno Verde 11
3.1.1 Producción y principales derivados del hidrógeno verde H_2V 11
3.1.2 Requisitos y estándares mínimos de calidad del agua para electrolisis. 12
3.2 Tendencia global y marco chileno 12
3.3 Tracción territorial en Magallanes 15
3.4 Desafíos Habilitantes 16
3.4.1 Suministro de agua 16
3.4.2 Logística de evacuación 17
4 Metodología 19
5 Caracterización y selección de proyectos de H_2V. 20
5.1 Potenciales proyectos de H_2V 20
5.2 Demanda y calidad de agua requerida 21
6 Dimensionamiento Hidráulico del sistema de transporte de agua desalada 22
6.1 Escenarios de abastecimiento considerados 22
6.1.1 Esquema de abastecimiento individual 22
6.1.2 Esquema de abastecimiento conjunto 22
6.2 Trazado y perfiles 22
6.3 Criterios de dimensionamiento 24
6.3.1 Velocidad de diseño 24
6.3.2 Materiales 24
6.3.3 Pérdidas de energía 24
6.3.4 Presiones admisibles 24
6.3.5 Potencia 25
6.3.6 Estanques 25
6.4 Resultados de dimensionamiento 25
6.4.1 Esquema de abastecimiento individual 25
6.4.2 Esquema de abastecimiento conjunto 27
6.4.3 Obras complementarias de impulsión y regulación de ambos esquemas 31
7 Valorización de escenarios 32
7.1 Costos de inversión: CAPEX 32

7.1.1 Escenario 1: Sistemas individuales 32
7.1.2 Escenario 2: Sistema conjunto 33
7.1.3 Comparación CAPEX total 33
7.2 Costos de operación: OPEX 35
7.2.1 Resultados del OPEX por escenario 35
7.2.2 Comparación grafica del OPEX 35
7.2.3 Comparación económica entre escenarios 36
8 Evaluación económica y propuestas de implementación 37
8.1 Evaluación económica 37
8.2 Evaluación de economías de escala 37
8.3 Análisis cualitativo: desafíos de coordinación, equidad y viabilidad práctica. 38
8.4 Propuestas para viabilizar la implementación del sistema conjunto 39
8.4.1 Sobredimensionamiento inicial y recuperación de costos 40
8.4.2 Tarifas de conexión y aportes diferenciados 40
8.4.3 Rol del Gobierno Regional y mecanismos de apoyo territorial 42
8.4.4 Acuerdos de entrada escalonada y reglas claras de participación 42
8.4.5 Entidad operadora o vehículo común 43
8.4.6 Tratamiento descentralizado de requerimientos específicos de agua 43
9 Comentarios y conclusiones 44
10 Agradecimientos 45
11 Referencias Bibliográficas 47
12 Anexo 49
12.1 Variables fundamentales y continuidad del caudal 49
12.2 Energía y línea piezométrica 49
12.3 Pérdidas de energía 49
12.4 Presiones admisibles 50
12.5 Potencia 50
12.6 Estanques 50
12.7 Energía anual 51
12.8 Costo de energía (OPEX energético) 51
12.9 Detalle del cálculo del valor actual de costos 52

Índice de figuras

Figura 1. Precio al carbono (USD/ton CO_2) 2030-2050. Fuente: Puerto Armonía (2024)..... 13

Figura 2. Demanda mundial de H_2 en 2050 por sector en millones de toneladas por año. Fuente: Puerto Armonía (2024)..... 14

Figura 3. Ubicación costa norte de Bahía Inútil en Magallanes. Fuente: Puerto Armonía (2024)..... 15

Figura 4: Ubicación del proyecto y área de interés para TM. Fuente: Puerto Armonía (2024). 16

Figura 5. Esquema del TM en Bahía Inútil y frecuencias operativas. Fuente: Puerto Armonía (2024). 18

Figura 6. Bahía inútil: batimetría, viento y oleaje. Fuente: Puerto Armonía(2024). 18

Figura 7. Diagrama de Flujo del estudio. Fuente: Elaboración propia. 19

Figura 8. Localización de los proyectos de H_2V seleccionados en el entorno de Bahía Inútil. Fuente: Elaboración propia. 21

Figura 9. Trazados individuales entre la desaladora y cada proyecto. Fuente: Elaboración propia. 23

Figura 10. Esquema de abastecimiento conjunto. Fuente: Elaboración propia. 23

Figura 11. Perfil hidráulico C. Baquedano Norte. Fuente: Elaboración propia. 26

Figura 12. Perfil hidráulico Llaquedona. Fuente: Elaboración propia. 26

Figura 13. Perfil hidráulico La Frontera. Fuente: Elaboración propia. 27

Figura 14. Perfil hidráulico TEG. Fuente: Elaboración propia. 27

Figura 15. Perfil hidráulico tramo troncal. Fuente: Elaboración propia. 29

Figura 16. Perfil hidráulico Ramal C. Baquedano Norte. Fuente: Elaboración propia. 29

Figura 17. Perfil hidráulico Ramal Llaquedona. Fuente: Elaboración propia. 30

Figura 18. Perfil hidráulico Ramal La Frontera. Fuente: Elaboración propia. 30

Figura 19. Perfil hidráulico Ramal TEG. Fuente: Elaboración propia. 31

Figura 20. Comparación del CAPEX total entre los esquemas de abastecimiento. Fuente: Elaboración propia..... 34

Figura 21. Comparación del CAPEX por proyecto entre el sistema independiente y el conjunto. Fuente: Elaboración propia. 34

Figura 22. Comparación del OPEX anual escenarios evaluados. Fuente: Elaboración propia. 36

Figura 23. Comparación gráfica entre la distribución uniforme y la distribución proporcional del CAPEX troncal. Fuente: Elaboración propia. 41

Índice de tablas

Tabla 1. Cadena de proceso para el tratamiento del agua. Fuente: Elaboración propia. 12

Tabla 2. Ubicación de los proyectos de H_2V seleccionados y de la planta desalinizadora del TM. Fuente: Elaboración propia. 20

Tabla 3. Resumen de configuración seleccionada para el sistema de abastecimiento individual. Fuente: Elaboración propia. 25

Tabla 4. Resumen de configuración seleccionada para el tramo troncal del sistema conjunto. Fuente: Elaboración propia. 28

Tabla 5. Resumen de configuración seleccionada para los ramales del sistema conjunto. 28

Tabla 6. Obras complementarias para los esquemas independiente y conjunto. Fuente: Elaboración propia..... 31

Tabla 7. CAPEX del escenario 1. Fuente: Elaboración propia. 32

Tabla 8. CAPEX del escenario 2. Fuente. Elaboración propia..... 33

Tabla 9. Costos de operación anual (OPEX) por escenario. Fuente: Elaboración propia. 35

Tabla 10. CAPEX-OPEX por escenario. Fuente: Elaboración propia. 36

Tabla 11. Valor actual de costos. Fuente: Elaboración propia. 37

Tabla 12.Comparación del CAPEX individual vs CAPEX equivalente del sistema conjunto. Fuente: Elaboración propia. 38

Tabla 13. Distribución proporcional del CAPEX troncal según el CAPEX independiente de cada proyecto. Fuente: Elaboración propia. 41

Tabla 14. Beneficio económico de los proyectos al integrarse al sistema conjunto. Fuente: Elaboración propia..... 42

UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DEL ABASTECIMIENTO EFICIENTE DE AGUA DESALADA A LOS PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN TIERRA DEL FUEGO.

Javiera Oyaneder M, Alberto Kresse Z, Vivian Aranda N.

Universidad Técnica Federico Santa María

1 Introducción

El hidrógeno verde [1]se ha convertido en una de las alternativas energéticas más prometedoras a nivel mundial debido a su capacidad para generar energía sin producir emisiones de carbono (Energy Council Hydrogen Working Group, 2019). Este tipo de hidrógeno se produce a partir de la electrólisis[2] del agua utilizando fuentes de energía renovable y es considerado un pilar fundamental para la transición hacia una economía baja en carbono (International Energy Agency, 2021). En este contexto, Tierra del Fuego, ubicada en el extremo austral de Chile, se posiciona como una región clave debido a su vasto potencial para la generación de energías renovables como la eólica y la solar (Correa et al., 2020). De hecho, el hidrógeno verde producido en regiones como Atacama y Magallanes podría alcanzar los costos más bajos de producción a nivel mundial para el año 2030, permitiendo una producción competitiva a gran escala (Correa et al., 2020)

No obstante, alcanzar ese potencial energético requiere más que solo recursos energéticos renovables; implica también resolver cómo suministrar agua de forma eficiente y sostenible desde la costa hacia el interior de Tierra del Fuego. El verdadero desafío no es solo técnico, sino también económico y estratégico: ¿Cómo diseñar un sistema de conducción integrado, que responda a una demanda incierta, entendida como la incertidumbre sobre la concreción de los distintos proyectos de hidrógeno verde, minimizando los costos de inversión y operación, y evitando sobredimensionamientos o subutilización futura?

Transportar grandes volúmenes de agua a largas distancias desde Bahía Inútil, punto costero donde se ha evaluado la instalación de una planta desaladora como origen del sistema de conducción analizado, exige evaluar cuidadosamente la configuración hidráulica del sistema, ya que la distancia, topografía y caudal a transportar condicionan el diseño y definen las condiciones técnicas más eficientes para atender la demanda, incluyendo las necesidades de bombeo. En vez de construir distintos sistemas de suministro de agua para cada proyecto, resulta natural pensar en la compartición de infraestructura entre proyectos, sin embargo, este escenario se complejiza por la necesidad de coordinación entre los distintos proyectos de hidrógeno verde, que avanzan de forma independiente, lo que dificulta aprovechar las potenciales economías de escala de esta alternativa.

En respuesta a esta problemática, esta investigación analiza escenarios de diseño hidráulico con miras a evaluar sus implicancias estratégicas y económicas en el abastecimiento de cuatro proyectos prioritarios de hidrógeno verde en Tierra del Fuego: Cordón Baquedano Norte, TEG, Llaquedona y La Frontera. La incertidumbre respecto a su desarrollo simultáneo plantea un dilema estratégico: ¿Conviene dimensionar una infraestructura común para aprovechar economías de escala, o es preferible proyectar soluciones individuales que eviten sobredimensionamientos si algunos proyectos no se concretan? Este tipo de decisiones adquiere especial relevancia producto de las diversas etapas de desarrollo de cada iniciativa, alejando la opción de optimizar el uso de recursos hídricos (Ferro & Lentini, 2010). En este contexto, superar las barreras de ingeniería, como los elevados costos y las complejidades logísticas asociadas al

[1] Combustible que ha sido generado a partir de fuentes de energías renovables.

[2] Proceso que consiste en separar la molécula de agua, es decir, el oxígeno del hidrogeno, utilizando energía eléctrica que proviene de energías renovables y grandes cantidades de agua, de esta manera se logra almacenar el hidrogeno y liberar el oxígeno.

transporte de agua, es crucial para garantizar la viabilidad de estos proyectos, frente a las alternativas convencionales como el hidrógeno gris [3] (Teller Eric, 2023).

Con base en este enfoque, el objetivo general de esta investigación es evaluar la factibilidad técnica y económica del suministro de agua desalada para los proyectos de hidrógeno verde en Tierra del Fuego, comparando alternativas de conducción individual versus un modelo integrado desde una desaladora ubicada en Bahía Inútil. Para ello, se desarrollan modelos de diseño hidráulico que permiten dimensionar las conducciones, las plantas elevadoras y los estanques de regulación en distintos escenarios de abastecimiento. A partir de estos resultados, se valoriza la infraestructura en términos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), y se analizan las economías de escala y los incentivos de coordinación entre proyectos, con el fin de proponer esquemas de integración que resulten técnica y económicamente viables para el territorio y los desarrolladores.

[3] Tipo de hidrógeno que se obtiene a partir de hidrocarburos y procesos que emiten gases de efecto invernadero a la atmósfera.

2 Objetivos

2.1 Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica de diversas alternativas de suministro de agua desalada para proyectos de hidrógeno verde en Tierra del Fuego, contrastando escenarios de infraestructura dedicada y compartida, a fin de seleccionar la configuración más eficiente y levantar estrategias para su desarrollo.

2.2 Objetivos Específicos

- Recabar información y georreferenciar proyectos potenciales de H_2V en Tierra del Fuego, definiendo niveles de demanda de agua y sus requisitos de calidad.
- Definir trazados y diseñar hidráulicamente el sistema de transporte de agua desalada para esquemas de abastecimiento individual e integrado**.**
- Valorizar la infraestructura de transporte y estimar los costos de inversión, operación y mantenimiento (CAPEX y OPEX) de los esquemas individual e integrado**.**
- Analizar la eficiencia relativa de los esquemas individual y conjunto e identificar posibles economías de escala, y proponer esquemas contractuales que favorezcan la coordinación entre proyectos.

3 Antecedentes Generales

3.1 Hidrógeno Verde

El combustible de hidrógeno, cuando se produce a partir de fuentes de energía renovables como la energía eólica o solar, es considerado un combustible renovable y se denomina "hidrógeno verde".

El hidrógeno verde ha sido posicionado como una de las soluciones más prometedoras a nivel global en la transición hacia una matriz energética limpia y sostenible. Este tipo de hidrógeno se produce mediante electrólisis del agua, utilizando electricidad generada por fuentes de energía renovable. A diferencia del hidrógeno gris, que se obtiene de combustibles fósiles, el hidrógeno verde no genera emisiones de carbono, lo que lo convierte en una opción crucial para la descarbonización de sectores industriales y de transporte pesado (Energy Council Hydrogen Working Group, 2019).

Además, el hidrógeno verde abre para Chile una ventana de innovación y reconversión productiva, alineada con la política energética y la estrategia nacional del sector, promoviendo inversión, empleo y transición hacia combustibles limpios, bajo marcos de largo plazo que den certezas para alcanzar metas país. (Ministerio de Energía de Chile, 2024)

3.1.1 Producción y principales derivados del hidrógeno verde H_2V

La producción de hidrógeno verde se basa en el proceso de electrólisis, donde se utiliza electricidad para dividir el agua en hidrógeno y oxígeno. Las tecnologías de electrólisis más relevantes incluyen (International Energy Agency, 2021):

- **Electrólisis Alcalina:** tecnología madura y ampliamente utilizada; bajo costo y alta durabilidad de los electrolizadores.
- **Electrólisis PEM:** mayor eficiencia y rápida respuesta a la variabilidad de la energía; costos más altos por uso de materiales avanzados
- **Electrólisis de Óxido Sólido:** opera a temperaturas elevadas y ofrece eficiencias potencialmente mayores; aún en etapas tempranas de desarrollo comercial, con desafíos de durabilidad.

La elección de la tecnología depende de la disponibilidad de recursos, los costos y requerimientos de cada proyecto.

Aunque el H_2V es el producto primario de la electrólisis, a escala industrial se utiliza como materia prima para subproductos con aplicaciones y cadenas logísticas específicas. Entre los derivados más relevantes se encuentran el amoníaco verde (NH_3) y el metanol verde (CH_3OH). Esta caracterización general de derivados se basa en SEA Primera Edición (2022).

Tras la electrólisis, el hidrógeno (H_2) puede almacenarse o transformarse en amoníaco verde (NH_3) mediante el proceso Haber–Bosch, que reacciona hidrógeno (H_2) con nitrógeno (N_2) del aire. El NH_3 es hoy el derivado más importante del hidrógeno y se usa como producto final (fertilizantes y combustible). En algunos casos, se sintetiza principalmente para transportarlo en buque y, al llegar a destino, se reconvierte a H_2; en ese uso, el amoníaco actúa como "portador" del hidrógeno.

De forma complementaria, el metanol verde (CH_3OH) se obtiene al reaccionar hidrógeno (H_2) con dióxido de carbono (CO_2) capturado ya sea por captura directa de aire o desde emisiones industriales. Es un derivado líquido a temperatura ambiente que facilita almacenamiento y transporte, valoriza CO_2 y sirve como insumo químico y combustible marítimo dentro de la familia de e-fuels[4].

[4] Combustibles sintéticos producidos usando electricidad renovable.

3.1.2 Requisitos y estándares mínimos de calidad del agua para electrolisis.

Según lo expuesto por Ortiz (2024), la calidad del agua es un factor fundamental y crítico para la producción de hidrogeno verde mediante electrólisis, ya que los equipos electrolizadores requieren agua de extrema pureza para operar de manera eficiente y prolongar su vida útil. El estándar de calidad más comúnmente utilizado para el agua que alimenta los electrolizadores a nivel internacional es el ASTM Tipo I (American Society for Testing and Materials).

Para el proceso de electrólisis, el agua de alimentación debe cumplir con: conductividad eléctrica muy baja, a fin de minimizar la corrosión y permitir el pulido final a agua ultrapura; bajo contenido de sólidos disueltos totales, para evitar incrustaciones, ensuciamiento y pérdidas de desempeño en los electrolizadores; y alta pureza microbiológica, es decir, ausencia de microorganismos patógenos que puedan comprometer el proceso o degradar los medios de tratamiento. Estas condiciones son esenciales para asegurar una operación estable, segura y eficiente.

Dado que el agua de mar no cumple con el estándar ASTM Tipo I, se requiere una planta de tratamiento especializada. Siguiendo a Ortiz (2024), la cadena de procesos se indica en la Tabla 1.

Tabla 1. Cadena de proceso para el tratamiento del agua. Fuente: Elaboración propia.

Etapa	Proceso	Objetivo
Pretratamiento	Filtración y ajuste químico	Prepara el agua eliminando partículas gruesas y contaminantes orgánicos, y ajusta las condiciones fisicoquímicas
Ósmosis Inversa (RO)	Tratamiento fisicoquímico mediante membrana semipermeable	Elimina sólidos disueltos, sales y contaminantes orgánicos. Genera agua desionizada con baja conductividad eléctrica y concentración reducida de sales
Electrodesionización (EDI)	Proceso final que utiliza membranas de intercambio iónico y corriente eléctrica	Elimina los iones restantes (como sodio, calcio, magnesio) para obtener agua ultrapura con una conductividad eléctrica extremadamente baja, adecuada para la producción de H2V

3.2 Tendencia global y marco chileno

El desarrollo del H_2V ha ganado un impulso global sin precedentes como una alternativa prometedora para mitigar el cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (SEA Primera Edición, 2022). Los países, incluido Chile, se han comprometido a alcanzar la carbono-neutralidad, lo cual hace imperativo el despliegue de tecnologías de energía limpia a gran escala (Eterovic Martí, 2022). Aunque actualmente el costo de producción del H_2V es superior al del hidrógeno gris, las proyecciones indican que los costos podrían disminuir en un 30% para 2030, impulsadas por la baja en los costos de las energías renovables, haciéndolo sumamente competitivo.(García et al., 2020).

Según el Brochure[5] Puerto Armonía (2024) a escala internacional, los potenciales compradores (*off-takers*) de hidrógeno verde y sus derivados se concentran en Europa y Asia: la UE reconoce que no alcanzará la carbono-neutralidad sin H_2V y prioriza vectores limpios que permitan almacenar excedentes renovables y firmar potencia para industrias intensivas. Paralelamente, surgen off-takers en puertos y *clústers*[6] industriales que preparan infraestructura para recibir derivados (e-combustibles, amoníaco), lo que perfila mercados de exportación para países con abundante recurso renovable.

En este contexto, el marco estratégico chileno se ha consolidado a través de la Estrategia Nacional de Hidrogeno Verde (ENHV), lanzada por el Ministerio de Energía en 2020, que establece metas ambiciosas que corresponden a producir el H_2V más barato del planeta para el año 2030; estar entre los tres principales exportadores para 2040; y contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo para 2025 (SEA Primera Edición, 2022). El plan de acción contempla el fomento del mercado doméstico y de exportación, el desarrollo normativo y la planificación territorial. Chile cuenta con un potencial renovable que podría generar 70 veces su demanda interna de energía, incluyendo la mejor radiación solar en el norte y la destacada energía eólica en el extremo austral (Eterovic Martí, 2022). La implementación de esta industria conlleva implicaciones significativas, requiriendo grandes extensiones de suelo, una enorme demanda de energía 100% renovable para la electrólisis y el uso de agua como materia prima principal (SEA Primera Edición, 2022).

La señal de precio al carbono refuerza este impulso: referencias internacionales muestran alzas hacia 2050 en Europa, OCDE Pacífico y China, entre otros, elevando la competitividad relativa de productos con menor huella de CO_2 como el H_2V y sus derivados (Puerto Armonía, 2024) (ver Figura 1).

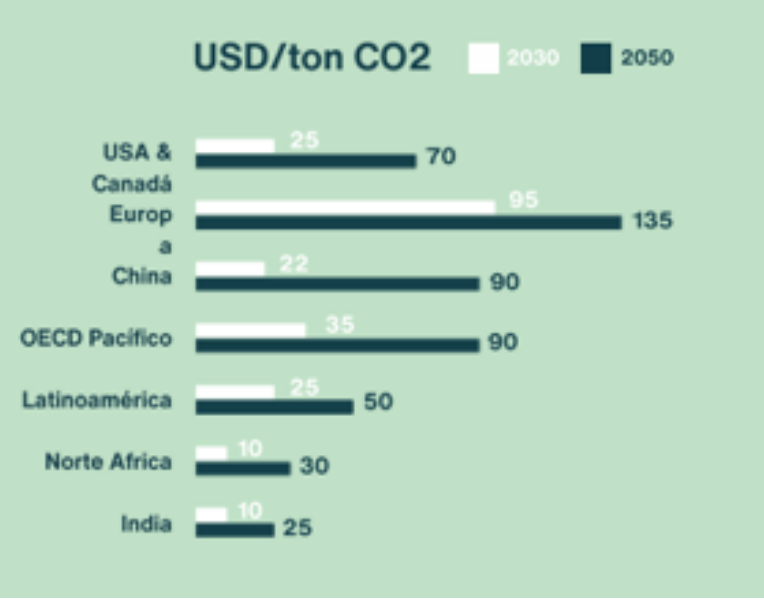


Figura 1. Precio al carbono (USD/ton CO_2) 2030-2050. Fuente: Puerto Armonía (2024)

Al año 2050, y como se muestra en Figura 2, varios escenarios proyectan una demanda muy alta de hidrógeno. Los usos principales serían: transporte, calor industrial, insumos químicos/alimentos, edificaciones y generación eléctrica. Este tamaño de mercado abre espacio para polos exportadores basados en renovables de muy alto factor de planta.

[5] Folleto corporativo.

[6] Grupo de empresas e instituciones interrelacionadas, concentradas geográficamente, que compiten en un mismo negocio.



Figura 2. Demanda mundial de H_2 en 2050 por sector en millones de toneladas por año. Fuente: **Puerto Armonía (2024)**

La región de Magallanes y de la Antártica Chilena emerge como una zona de interés estratégico debido a su recurso eólico excepcional, con vientos tan fuertes en tierra (*on-shore*) como los que se encuentran mar adentro (*off-shore*) en otros países (Eterovic Martí, 2022). Los aerogeneradores de 120 metros de altura en esta región pueden alcanzar factores de capacidad de hasta un 75% (Ministries of Energy and Mining, 2021). Esta ventaja, junto con la radiación solar en el desierto de Atacama, posicionaría al H_2V producido en Magallanes entre los costos de producción más baratos a nivel mundial (Eterovic Martí, 2022). Además del recurso energético, la región ofrece suelo disponible y su estrecha geografía facilita la proximidad de los puntos de producción a los puertos marítimos para la exportación (Ministries of Energy and Mining, 2021). A nivel público, se han impulsado programas como "Ventana al Futuro", que disponen terrenos fiscales a través de concesiones onerosas para proyectos de H_2V, incentivando la inversión en estas zonas extremas (Eterovic Martí, 2022).

Chile ya presenta decenas de iniciativas anunciadas a lo largo del país, lo que evidencia tracción más allá del potencial técnico. En Tierra del Fuego coexisten iniciativas de distinta naturaleza (amoníaco y e-combustibles), reforzando el foco territorial de la Región de Magallanes. En paralelo, los potenciales compradores (off-takers) en Europa y Asia están habilitando terminales multipropósito y contratos de suministro, mientras economías como Japón diversifican proveedores por seguridad energética; esta dinámica favorece la conformación de hubs[7] territoriales de H_2V, caracterizados por la concentración de recursos renovables, infraestructura y salida marítima, lo que alinea la oferta del extremo austral con la demanda internacional (Puerto Armonía, 2024).

De este modo, Bahía Inútil se perfila dentro de Tierra del Fuego como sitio de interés logístico por su configuración, acceso marítimo directo y posibilidad de infraestructura compartida, condiciones que

[7] Concepto utilizado para describir un territorio donde se concentran proyectos de producción de hidrógeno verde y sus derivados, junto con infraestructura habilitante (energía renovable, agua, logística y puertos), permitiendo economías de escala y la articulación entre oferta, demanda y exportación.

acercan la oferta a los *off-takers* y facilitan el cumplimiento de contratos de exportación. Su ubicación se muestra en la Figura 3.

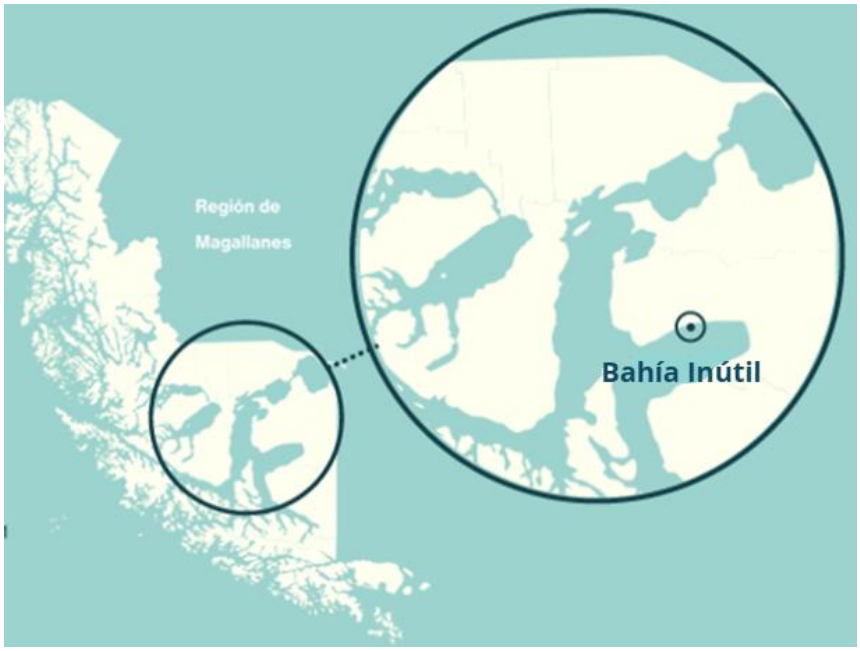


Figura 3. Ubicación costa norte de Bahía Inútil en Magallanes. Fuente: Puerto Armonía (2024)

3.3 Tracción territorial en Magallanes

El panorama regional de proyectos en Chile muestra un rápido crecimiento, con más de 40 proyectos anunciados y una inversión proyectada de más de 15 mil millones de USD para 2030. Estos proyectos se extienden desde el norte, aprovechando la energía solar, hasta el extremo sur, utilizando la energía eólica. En el sur (Región de Magallanes), destacan iniciativas como el proyecto HNH ENERGY, que se encuentra en la etapa de conceptualización e ingeniería, planificado para producir 850.000 toneladas de amoníaco verde (NH_3) para exportación, con una capacidad instalada de 1.800 [MW], y una operación prevista para 2026. En el norte (Región de Antofagasta), el proyecto HyEx de Engie busca producir amoníaco verde para consumo nacional e internacional, con una capacidad proyectada de 700.000 toneladas para 2030, y su Estudio de Impacto Ambiental (EIA) estaba en curso para ser presentado al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) en 2021 (Ministries of Energy and Mining, 2021).

Este despliegue nacional efectivo (proyectos e inversiones en distintas regiones) confirma la viabilidad del H_2V en Chile y justifica priorizar Magallanes como polo exportador, dada la combinación de recurso eólico y acceso marítimo.

Particularmente, la isla Tierra del Fuego posee condiciones propicias para proyectos de gran escala, caracterizadas por vientos fuertes con factores de capacidad medidos superiores al 60%. En esta zona se localiza el Proyecto SELKNAM, cuyo objetivo es producir 500.000 toneladas de amoníaco verde al año a partir de energía eólica. Este proyecto se encuentra en la etapa de estudio conceptual y prefactibilidad, con una inversión total estimada de 2 mil millones de USD y una fecha de inicio de operación esperada para 2026. La iniciativa contempla la reutilización de infraestructura existente de ENAP, como gasoductos y el puerto de Clarencia, para la exportación. Otro proyecto relevante en la Región de Magallanes es el HIF Project (HIF Global), que se enfoca en la producción de combustibles sintéticos neutros en carbono, como e-Methanol y e-Gasoline, con la Fase I actualmente en desarrollo y la evaluación ambiental en curso, y una fecha de operación que, según las proyecciones disponibles en 2021, se estimaba para 2024 (Ministries of Energy and Mining, 2021).

Dentro de Tierra del Fuego, la costa norte de Bahía Inútil destaca como sitio logístico preferente por su configuración reparada, acceso marítimo directo y la posibilidad de infraestructura compartida (captación/descarga, frente de atraque, vialidad y energía). Estas condiciones acortan tiempos y costos de puesta en marcha y acercan la oferta local a los off-takers internacionales. Adicionalmente, su proximidad a centros productivos del lado argentino de Tierra del Fuego amplia el hinterland[8] logístico para insumos y exportaciones, sujeto a coordinaciones binacionales.

En coherencia con lo anterior, se encuentra en tramitación un Terminal Marítimo (TM) para exportación de amoníaco líquido (LNH_3) producido a partir de H_2V, complementado con un terminal de importación para cargas de proyecto (componentes eólicos, plantas de proceso) y una planta desaladora en el mismo frente costero. Se puede observar su ubicación en la Figura 4.

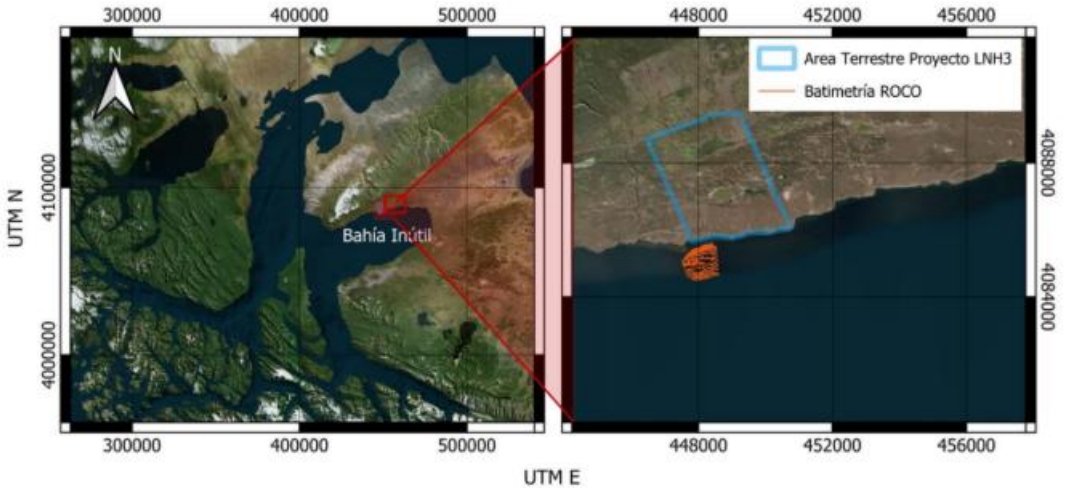


Figura 4: Ubicación del proyecto y área de interés para TM. Fuente: Puerto Armonía (2024).

3.4 Desafíos Habilitantes

El atractivo técnico y la tracción territorial en Magallanes solo se materializan si dos habilitantes críticos están resueltos: la logística de evacuación por vía marítima del producto (amoníaco/e-combustibles) y el suministro confiable de agua de proceso para la electrólisis.

Persisten brechas de infraestructura habilitante, en particular para asegurar insumos críticos como el agua de proceso, cuya provisión podría requerir desalinización y conducción a mayores distancias, con implicancias logísticas y operativas significativas. (Cabaña Alvear et al., 2023).

3.4.1 Suministro de agua

Uno de los principales desafíos para la producción de hidrógeno verde es el suministro de agua. La producción de un kilogramo de hidrógeno requiere aproximadamente nueve litros de agua, lo que puede ser un obstáculo significativo en regiones con recursos hídricos limitados (International Energy Agency, 2021). En muchas zonas, la disponibilidad de agua dulce es limitada y está sometida a una creciente presión debido al cambio climático y al aumento de la demanda (International Energy Agency, 2021). A nivel de alternativas, la literatura identifica tres líneas generales: reutilización de aguas residuales, captura/almacenamiento de agua de lluvia (Ferro & Lentini, 2010) y desalinización (Ministerio de Energía de Chile, 2024).

[8] Área de influencia terrestre de un puerto.

En el contexto de Tierra del Fuego, la desalinización emerge como la opción con mayor viabilidad técnica y logística para asegurar caudales continuos cercanos a costa. No obstante, este proceso consume energía y añade costos que deben ser ponderados en cada proyecto (International Energy Agency, 2021)

El impacto ambiental del abastecimiento de agua para la producción de hidrógeno verde incluye la extracción de agua de fuentes naturales y la potencial sobreexplotación de los acuíferos, lo cual puede llevar a la degradación de los ecosistemas acuáticos y la pérdida de biodiversidad. La desalinización, aunque ofrece una solución a la necesidad de agua, también tiene sus propias implicaciones ambientales, como la generación de salmuera y el consumo intensivo de energía (Cabaña Alvear et al., 2023).

Desde una perspectiva económica, el costo del agua representa un componente significativo en los costos operativos de la producción de hidrógeno verde. Las tecnologías de abastecimiento de agua como la desalinización requieren inversiones significativas y pueden afectar la viabilidad económica de los proyectos, especialmente en regiones remotas con acceso limitado a infraestructura existente. La implementación de soluciones sostenibles y eficientes para el abastecimiento de agua es crucial para asegurar que la producción de hidrógeno verde sea viable tanto económicamente como ambientalmente (Cabaña Alvear et al., 2023)

La desalinización del agua de mar mediante tecnologías avanzadas, como la ósmosis inversa, se ha convertido en una solución popular en regiones costeras con escasez de agua dulce. Aunque costosa, esta tecnología ofrece una fuente de agua casi ilimitada y puede ser viable si se combina con fuentes de energía renovable para minimizar los costos operativos. Además, es la opción incentivada por el plan de gobierno (Ministerio de Energía de Chile, 2024)

En diversas partes del mundo, se han desarrollado estrategias para enfrentar los desafíos del abastecimiento de agua en la producción de hidrógeno verde. Por ejemplo, en el desierto de Atacama, Chile, se han desarrollado proyectos que integran plantas de desalinización para convertir el agua de mar en agua apta para la electrólisis (Ministries of Energy and Mining, 2021); en Australia, se han llevado a cabo proyectos que combinan energía solar con tecnologías de reciclaje de agua, lo que ha permitido reducir la demanda de agua dulce. No obstante, persisten limitaciones de escalabilidad y la eficiencia operativa (Energy Council Hydrogen Working Group, 2019).

En el caso específico de Bahía Inútil, el proyecto del Terminal Marítimo (TM) para LNH_3 incluye una planta desaladora para asegurar el suministro continuo de agua a la electrólisis. La solución considera captación en mar y descarga de salmuera, con tuberías elevadas que aprovechan el viaducto de acceso del TM. Con ello se minimizan interferencias en la costa, se concentran las obras en un solo frente y se aprovechan sinergias entre desalación y operación portuaria (Puerto Armonía, 2024).

3.4.2 Logística de evacuación

La logística de evacuación debe considerar las condiciones operativas (viento, oleaje, corrientes y acceso batimétrico) con la infraestructura necesaria (almacenamiento, frentes de atraque y corredores puerto–planta) para mover el producto desde Tierra del Fuego hacia buques de exportación.

Como se verá, el análisis de este estudio se basa en el proyecto Puerto Armonía (2024), en Bahía Inútil, donde las condiciones de viento, oleaje y corrientes se mantienen mayormente dentro de rangos operativos, lo que favorece maniobras en cercanía de costa (ver Figura 5): 97% de las corrientes están por debajo de 0,5 [m/s], 90% de las olas no superan 1 [m] y 73% de los vientos se mantienen bajo 10 [m/s]. La Figura 5 ilustra el arreglo funcional del terminal (viaducto, frente de exportación de LNH_3, frente de importación y áreas de respaldo). En paralelo, la batimetría del cono de aproximación muestra profundidades superiores a 20 [m], sin restricciones operativas relevantes por marea y sin requerimientos de dragado[9] (ver Figura 6), lo que reduce costos, plazos de tramitación e impactos ambientales. Además, la Figura 6 incorpora las rosas de viento y de oleaje, junto con una escala

[9] Excavación de sedimentos, rocas y otros materiales del fondo de cuerpos de agua como puertos, ríos y lagos para mantener y mejorar la profundidad de la vía navegable.

comparativa que indica que el área representada equivale a diez veces la Isla de Pascua, lo que da cuenta de la amplitud del espejo de agua en Bahía Inútil, reforzando su idoneidad operativa.

Antecedentes disponibles para la zona indican, además, la factibilidad de operación de naves de gran porte (90.000 [m³]) y la posibilidad de infraestructura compartida para captación/descarga, reforzando su idoneidad como punto de apoyo para la exportación de derivados. En esa línea, el Terminal Marítimo en desarrollo considera dos roles complementarios: exportación de LNH_3 mediante un frente especializado e importación de cargas de proyecto (componentes eólicos y equipos mayores) para construcción y operación de parques y plantas. Si puerto y desaladora comparten accesos y tuberías en el mismo sector costero, se evitan duplicaciones, se gasta menos al construir y operar, y la logística funciona con menos fallas.

La concurrencia de estos factores en Bahía Inútil sustenta la viabilidad de un polo exportador en el litoral fueguino, en consonancia con el despliegue regional de proyectos de H_2V.



Figura 5. Esquema del TM en Bahía Inútil y frecuencias operativas. Fuente: Puerto Armonía (2024).

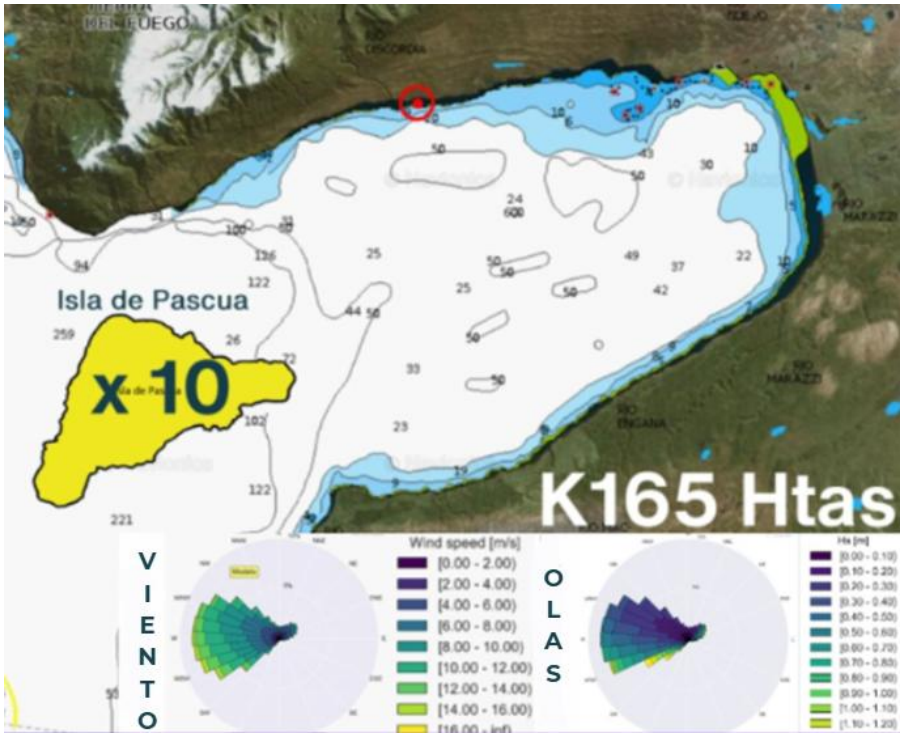


Figura 6. Bahía inútil: batimetría, viento y oleaje. Fuente: Puerto Armonía(2024).

4 Metodología

La metodología de este estudio se organiza en cuatro fases que orientan el desarrollo del trabajo desde la definición de los casos de estudio, su dimensionamiento y valorización, hasta la propuesta de esquemas contractuales. En la Figura 7 se presenta el diagrama de flujo que resume estas fases y la relación entre sus actividades principales. En términos generales, se consideran las siguientes fases, las que se abordan en los capítulos siguientes:

- Fase I: Recopilación de antecedentes y caracterización de proyectos de H_2V.
- Fase II: Dimensionamiento hidráulico del sistema de transporte de agua desalada.
- Fase III: Valorización de la infraestructura y estimación de costos (CAPEX-OPEX).
- Fase IV: Análisis de resultados y propuestas de implementación.

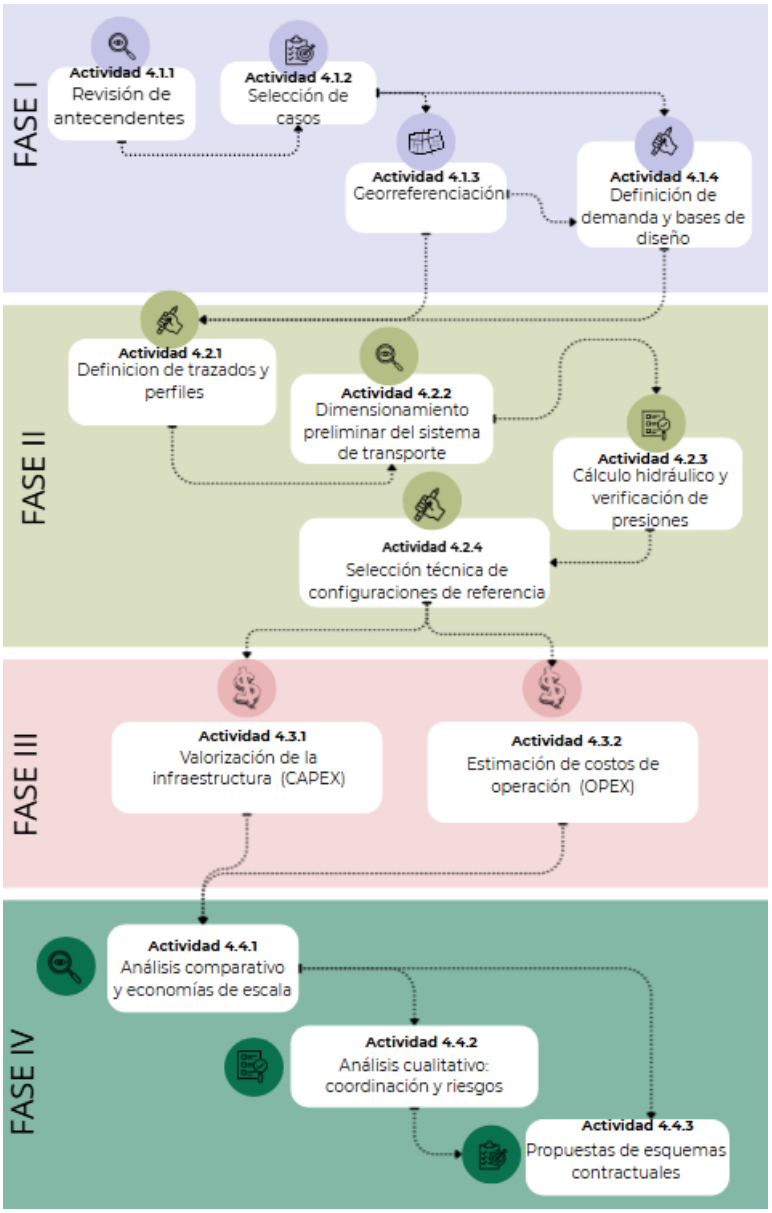


Figura 7. Diagrama de Flujo del estudio. Fuente: Elaboración propia.

5 Caracterización y selección de proyectos de H_2V.

El objetivo de este capítulo es definir el conjunto de proyectos de hidrógeno verde que se utilizarán como base para el diseño del sistema de suministro de agua. Para ello, se presenta la cartera completa de iniciativas en Bahía Inútil, se seleccionan cuatro proyectos como caso de estudio y se describen su ubicación y la demanda de agua que se utilizará en el dimensionamiento hidráulico.

5.1 Potenciales proyectos de H_2V

En la isla de Tierra del Fuego se ha identificado una cartera compuesta por siete iniciativas de hidrógeno verde localizadas en el entorno de Bahía Inútil: La Frontera, Cordón Baquedano Norte, HIF, Ignis, Llaquedona, TEG y Consorcio Eólico. Esta cartera recoge proyectos en distintas etapas de desarrollo y representan los principales proyectos de H2V proyectados para la zona (Puerto Armonía, 2024).

A partir de antecedentes técnicos y de gestión disponibles, se reconoce una mayor probabilidad de materialización se da en cuatro de estas iniciativas: La Frontera, Llaquedona, TEG y Cordón Baquedano Norte. En consecuencia, el análisis detallado del sistema de transporte de agua en esta memoria se centra en estos cuatro proyectos.

En la Figura 8 se presenta la ubicación geográfica de los cuatro proyectos seleccionados, junto con la planta desalinizadora asociada al Terminal Marítimo (TM), considerada como punto de entrega de agua para el sistema de conducción. En la Tabla 2 se resumen las coordenadas y la cota de emplazamiento de cada uno de estos puntos.

Tabla 2. Ubicación de los proyectos de H_2V seleccionados y de la planta desalinizadora del TM.

Fuente: Elaboración propia.

Proyecto	Latitud [°]	Longitud [°]	Cota [m]
Cordón Baquedano Norte	-52.869229°	-69.157580°	115
Llaquedona	-52.979629°	-68.909650°	9
La Frontera	-52.851794°	-70.949416°	29
TEG	-52.933996°	-69.988616°	132
Desaladora	-53.372660°	-69.784693	19

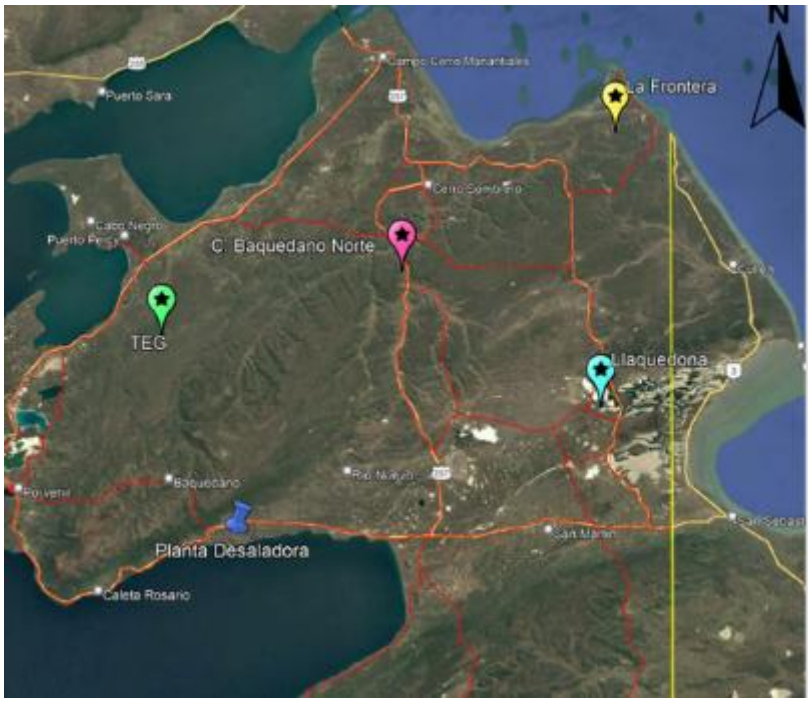


Figura 8. Localización de los proyectos de H_2V seleccionados en el entorno de Bahía Inútil.

Fuente: Elaboración propia.

5.2 Demanda y calidad de agua requerida

Para el diseño del sistema de conducción se adopta, para cada proyecto, una demanda de 400 [L/s] como caudal de diseño.

Este valor corresponde a antecedentes de demanda hídrica preliminares asociados a cada proyecto, considerados en etapas tempranas de planificación y utilizados como referencia para el dimensionamiento inicial de infraestructura. En el marco de esta tesis, no se realiza un cálculo detallado de la demanda de agua en función de la producción de hidrógeno, dado que el objetivo principal es evaluar comparativamente la factibilidad técnica y económica de distintas configuraciones de suministro, más que definir consumos específicos de proceso. De todas formas, a manera indicativa, se estima que el consumo medio de agua en plantas de tamaño industrial, alcanza del orden de 9 a 12 litros de agua por cada kg de hidrógeno producido y, en Magallanes, el estudio de impacto ambiental de uno de los mayores proyectos de la zona continental de la región, de TotalEnergies + EREN Groupe, tendrá un consumo de 1.300 lps.

En cuanto a la calidad del agua, se asume que el suministro será el de la planta desalinizadora previamente mencionada, cuya agua producto permitiría su uso para las necesidades de los procesos y de la población de cada proyecto. Al ser usada como infraestructura común de abastecimiento, el agua de la desaladora debería proporcionar un caudal que cumple los requerimientos de calidad para su uso en procesos de electrólisis y, en caso de requerirse una calidad distinta, para algún uso en particular, los interesados tendrían que realizar los respectivos post-procesos en sus instalaciones.

6 Dimensionamiento Hidráulico del sistema de transporte de agua desalada

6.1 Escenarios de abastecimiento considerados

Con la ubicación y la demanda definidas, se establecen dos sistemas alternativos de abastecimiento: (i) un esquema de abastecimiento individual, con una conducción por proyecto, y (ii) un sistema de abastecimiento conjunto, con un troncal común y derivaciones hacia cada destino. En ambos casos se consideran alternativas de material en acero, HDPE y configuraciones mixtas; la selección final por tramo se define posteriormente en función del desempeño hidráulico y de las presiones proyectadas para cada tramo.

6.1.1 Esquema de abastecimiento individual

En el primer escenario se considera que cada proyecto de H_2V; La Frontera, Llaquedona, TEG y Cordón Baquedano Norte, se abastece mediante una línea propia de impulsión, diseñada exclusivamente para transportar el caudal de 400 [L/s].

Las rutas de estas conducciones se definen a partir de la posición relativa entre la planta desalinizadora y cada proyecto, procurando aprovechar caminos existentes.

Cabe señalar que el proyecto La Frontera presenta una condición territorial particular, ya que se emplaza en la costa norte de Tierra del Fuego, en un sector significativamente más cercano a la frontera con Argentina que al emplazamiento de la planta desalinizadora considerada en este estudio.

6.1.2 Esquema de abastecimiento conjunto

En un segundo escenario se plantea un tramo troncal compartido que conduce el caudal desde la planta desalinizadora hacia el interior de la isla, desde el cual se desprenden ramales hacia cada uno de los cuatro proyectos.

El trazado del troncal se define siguiendo el recorrido más extenso, que une la planta con el proyecto TEG. A lo largo de este recorrido se ubican, en puntos intermedios, las derivaciones hacia Cordón Baqu--edano Norte, Llaquedona y La Frontera.

Bajo esta configuración, el tramo troncal opera con un caudal de 1600 [L/s], correspondiente a la suma de los caudales de diseño de los cuatro proyectos. A medida que el flujo se distribuye hacia los distintos ramales, el caudal se reduce progresivamente, hasta alcanzar los 400 [L/s] en cada uno de ellos.

El diseño del esquema conjunto busca aprovechar posibles economías de escala en los tramos compartidos, por lo que se incorpora como alternativa de abastecimiento frente al esquema individual.

6.2 Trazado y perfiles

Tras la obtención de la ubicación de los proyectos seleccionados y de la planta desalinizadora en Bahía Inútil, se definieron los recorridos para los esquemas de abastecimiento individual y conjunto utilizando Google Earth. Posteriormente, estos trazados se llevaron a QGIS, donde se obtuvieron, para cada ruta, las coordenadas y cotas del terreno a lo largo del recorrido, constituyendo la base del perfil longitudinal

Los trazados generales de las conducciones se presentan en la Figura 9 y Figura 10.

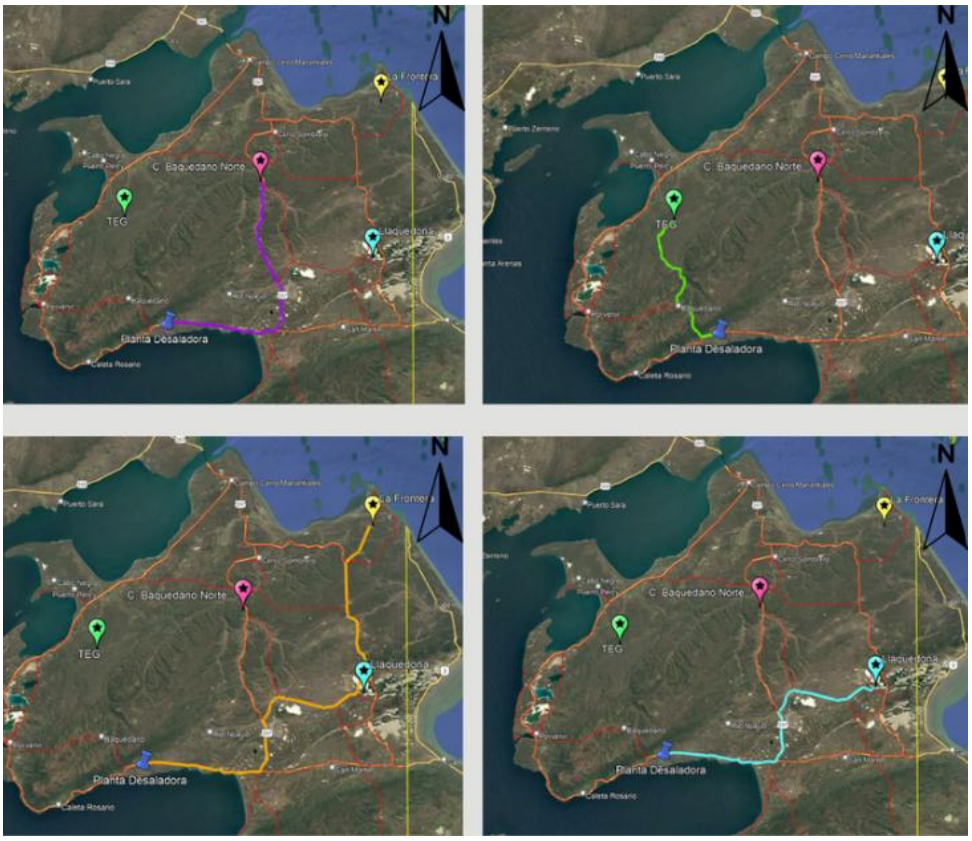


Figura 9. Trazados individuales entre la desaladora y cada proyecto. Fuente: Elaboración propia.

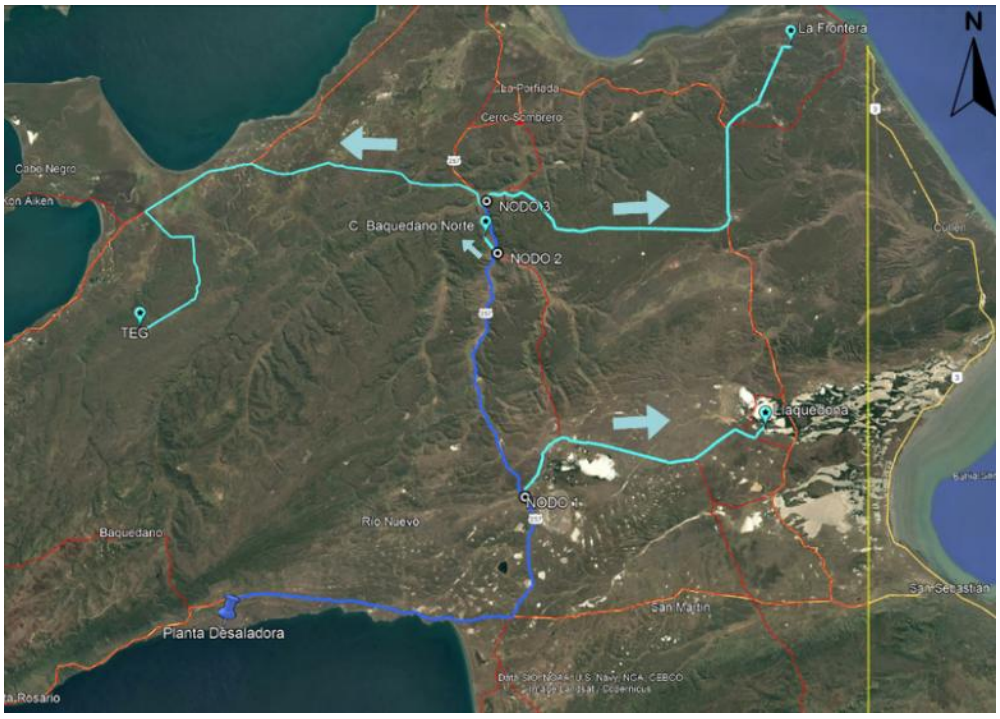


Figura 10. Esquema de abastecimiento conjunto. Fuente: Elaboración propia.

6.3 Criterios de dimensionamiento

En esta sección se presentan los criterios de diseño aplicados al dimensionamiento del sistema de transporte de agua, complementando la formulación hidráulica descrita en Anexo12.1 a 12.6.

6.3.1 Velocidad de diseño

Se adopta, como referencia, una velocidad cercana a 1 [m/s] en todos los tramos, la selección de diámetros busca aproximarse a ese orden de magnitud, permitiendo desviaciones dentro de los rangos recomendados por la literatura. En tuberías de agua, las velocidades deben mantenerse por sobre 0.3 [m/s] para evitar sedimentación y por debajo de 5 [m/s] para evitar erosión (Potable Alcantarillado, 2019). Además, los valores de velocidad utilizados en el diseño se mantienen dentro del rango recomendado por la Norma chilena NCh 1105 (2019), que establece velocidades máximas del orden de 3 [m/s] para conducciones de agua a presión. Como respaldo económico, Sotelo (2018) recomienda velocidades "económicas" en el rango 0.5–2 [m/s].

6.3.2 Materiales

En el dimensionamiento se evalúan configuraciones en acero, HDPE y esquemas mixtos.

6.3.3 Pérdidas de energía

Se adoptan los siguientes parámetros y supuestos de cálculo:

Formulación adoptada: las pérdidas friccionales se obtienen con Darcy-Weisbach y el factor de fricción f con Colebrook-White. Para las pérdidas locales se asume un 3 % de las pérdidas friccionales, criterio consistente con la recomendación de que, en etapas tempranas de diseño, las pérdidas singulares pueden estimarse como una fracción de las pérdidas por fricción (Edición Ing Nelson Santiago Chuquín Vasco et al., 2019).

Régimen de flujo: Por dimensiones y velocidades de diseño, se anticipa régimen turbulento $R_e \geq 10^5$; en todos los tramos se verifica.

Rugosidad ε: se adopta un valor de 0.00001[m] para HDPE y de 0.00005 [m] para acero nuevo, valores conservadores para no subestimar perdidas en líneas largas (Muñoz, 2024).

6.3.4 Presiones admisibles

En los materiales utilizados se verifica que la presión de operación del perfil hidráulico no exceda la presión admisible del conducto, manteniendo un margen mínimo de seguridad del orden de 5 [mca].

Para las tuberías de HDPE se seleccionan diámetros y espesores de acuerdo con el Catálogo técnico de tuberías de polietileno de alta densidad (HDPE), conforme a la Norma ISO 4427 (2007), en la cual la presión nominal PN está vinculada a un SDR[10] determinado. Se emplean tuberías PN 12.5 y PN 20, según las exigencias de presión de cada tramo. La presión de operación calculada se compara con la presión nominal, asegurando que se mantenga dentro de la capacidad del tubo seleccionado.

En el caso del acero, la verificación se realiza mediante una ecuación tipo Barlow, consistente con los criterios de diseño establecidos en Catálogo técnico de tuberías de acero al carbono ASME B31 (2004). Se emplea acero API 5L X65, con límite de fluencia del orden de 65.000 [psi] (aprox. 448 [MPa]), y se adopta un factor de diseño del material $f = 0{,}8$ y una eficiencia de junta $F = 1$ (Muñoz, 2024).

Con estos criterios se asegura que, para cada alternativa de diámetro y espesor, la presión a lo largo de la conducción se mantenga dentro de los límites admisibles del material seleccionado.

[10] Relación estándar de dimensión (SDR): corresponde al cuociente entre el diámetro externo y el espesor de la tubería.

6.3.5 Potencia

Se aplica una eficiencia del 70% de manera consistente en todos los escenarios donde se requiera bombeo.

6.3.6 Estanques

Se adopta un estanque vertical cilíndrico (sección transversal constante), lo que permite una relación nivel-volumen lineal. Para la regulación operativa se utiliza un tiempo de retención t_r de 30 minutos, dentro del rango recomendado 20–30 [min] para sistemas de impulsión de agua (Muñoz, 2024).

En cada planta elevadora se proyectan dos estanques en paralelo, cada uno con la mitad del volumen útil requerido para los 30 minutos de operación. Esta solución evita unidades de gran tamaño, facilita la operación y entrega redundancia en cado de mantención.

Asimismo, se define una sumergencia mínima en succión que permita evitar vórtices, entrada de aire y cavitación, y se reserva una revancha superior para absorber las oscilaciones de nivel durante la operación.

6.4 Resultados de dimensionamiento

A continuación, se presentan los resultados principales del dimensionamiento hidráulico para los esquemas de abastecimiento individual y conjunto. Para cada caso se muestran: el perfil longitudinal, línea piezométrica y la configuración seleccionada, incluyendo material, diámetro exterior, espesor, velocidades resultantes. En los tramos donde la energía disponible resultó insuficiente para mantener las presiones dentro del rango de diseño, se incorporaron plantas elevadoras asociadas a estanques de regulación, lo que se puede observar en sección 6.4.3 en la Tabla 6.

Los resultados numéricos completos se presentan en el Anexo**.**

6.4.1 Esquema de abastecimiento individual

En la Tabla 3, se detalla la configuración seleccionada para las conducciones independientes hacia cada proyecto, incluyendo caudales de diseño, material, diámetro, longitud, espesor y velocidad resultante.

Tabla 3. Resumen de configuración seleccionada para el sistema de abastecimiento individual.

Fuente: Elaboración propia.

Proyecto	Caudal [L/s]	Material	Diámetro ext. [mm]	Largo [Km]	Espesor [mm]	Velocidad [m/s]
C. Baquedano Norte	400	HDPE PN20	800	93	89.3	1.32
Llaquedona	400	HDPE PN12.5	800	93	58.8	1.09
La Frontera	400	Acero	762	15	8.74	0.92
TEG	400	Acero	762	61	8.74	0.92

De la Figura 11 a la Figura 14, se presentan los perfiles longitudinales correspondientes al esquema de abastecimiento individual.

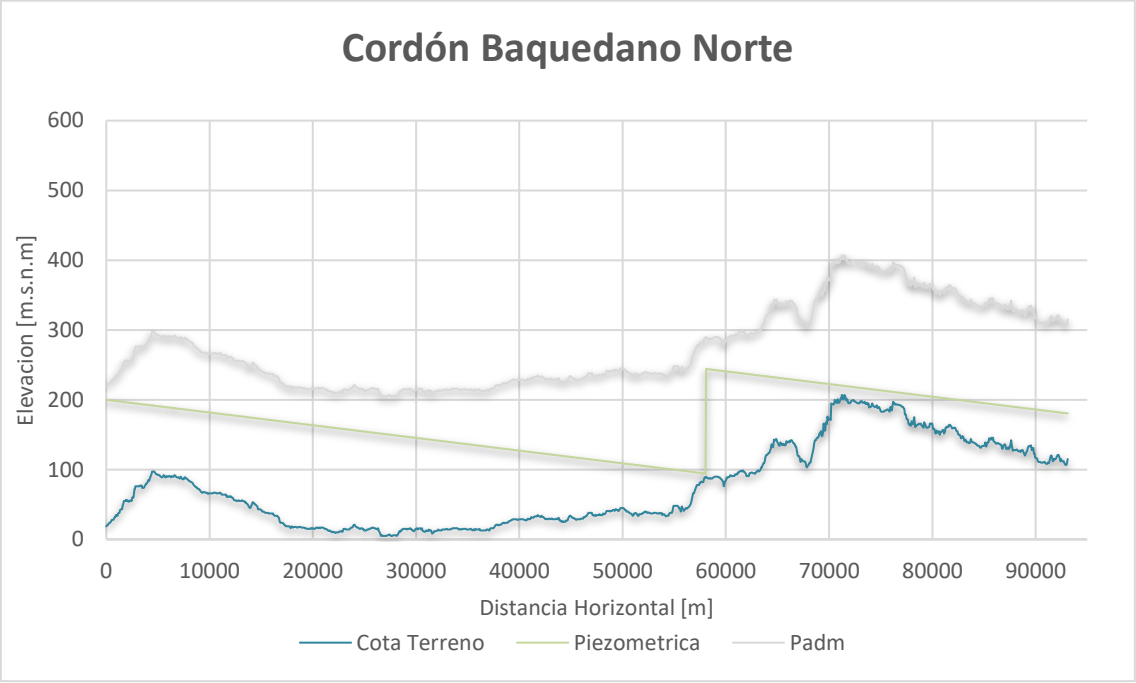


Figura 11. Perfil hidráulico C. Baquedano Norte. Fuente: Elaboración propia.

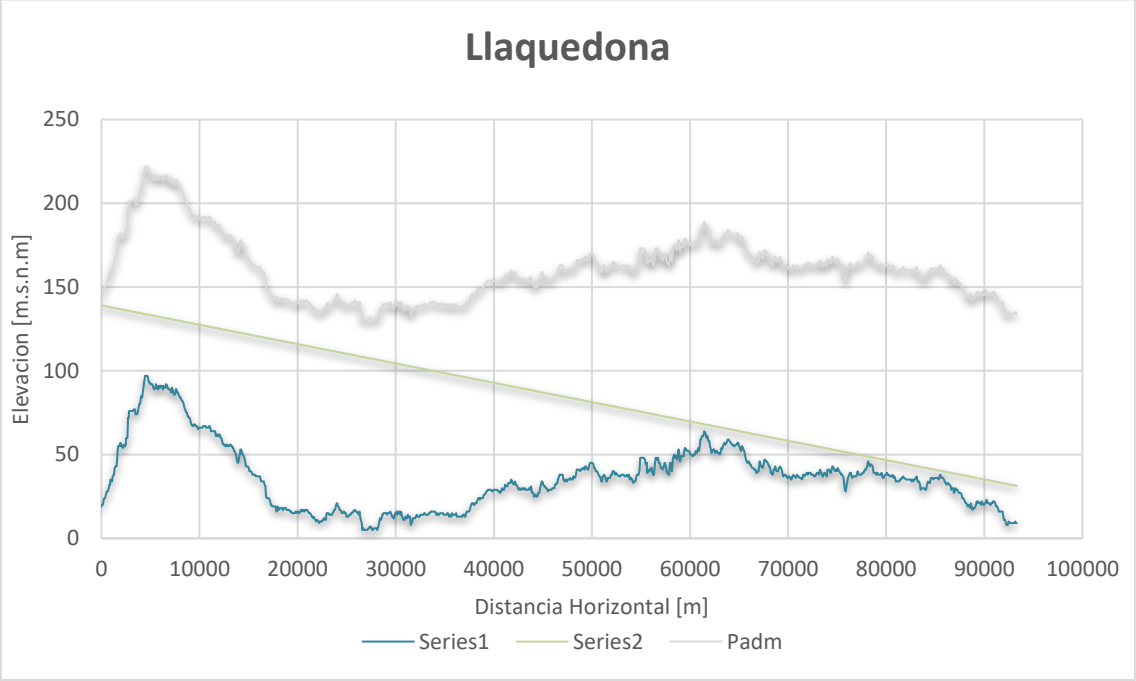


Figura 12. Perfil hidráulico Llaquedona. Fuente: Elaboración propia.

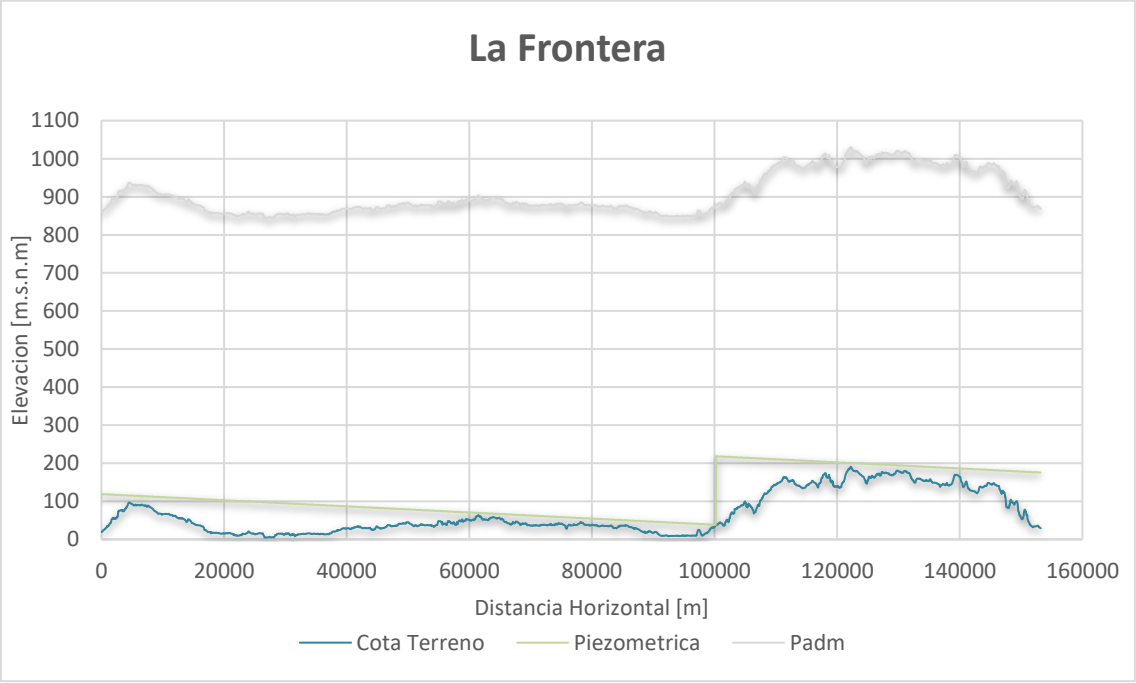


Figura 13. Perfil hidráulico La Frontera. Fuente: Elaboración propia.

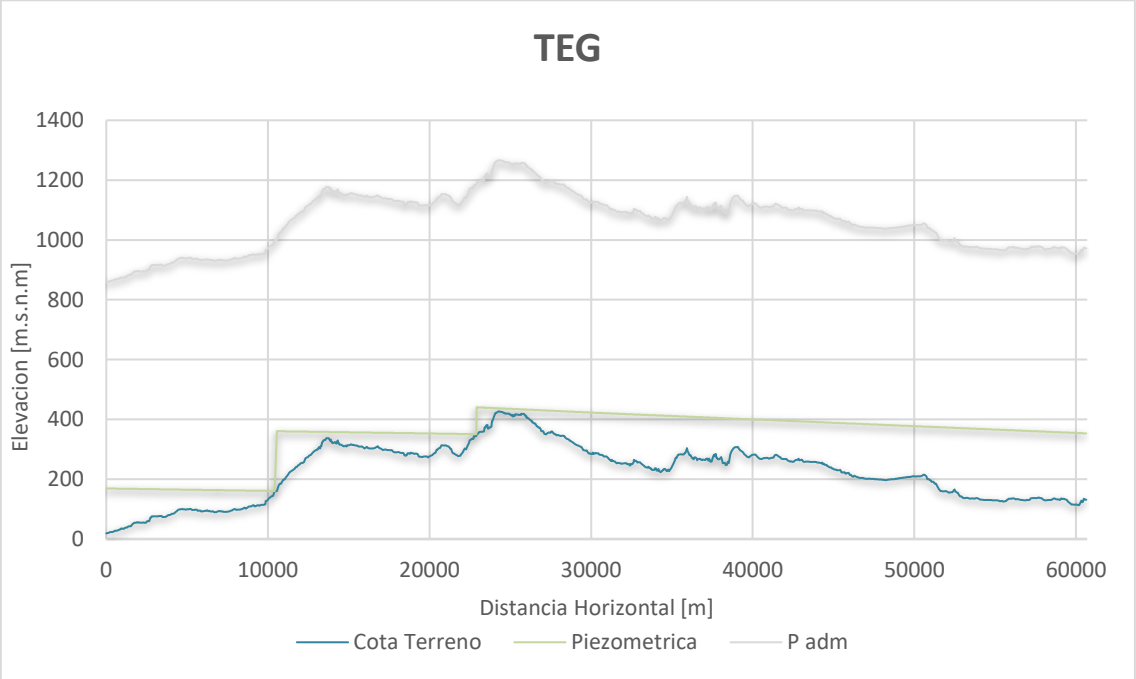


Figura 14. Perfil hidráulico TEG. Fuente: Elaboración propia.

6.4.2 Esquema de abastecimiento conjunto

En el caso del sistema conjunto, los resultados se presentan diferenciando el tramo troncal, que conduce el caudal acumulado desde la planta hasta el Nodo 3, y los ramales, que abastecen directamente cada proyecto. La Tabla 4 y Tabla 5 resumen la configuración seleccionada.

Tabla 4. Resumen de configuración seleccionada para el tramo troncal del sistema conjunto.

Fuente: Elaboración propia.

Tramo Troncal	Caudal [L/s]	Material	Diámetro ext. [mm]	Largo [km]	Espesor [mm]	Velocidad [m/s]	Observaciones
Desaladora-Nodo 1	1600	Acero	1321	55	8.74	1.2	-
Nodo 1-Nodo 2	1200	Acero HDPE	1067 1400	8 30	8.74 102.9	1.4 1.1	Configuración mixta
Nodo2-Nodo 3	800	HDPE	1000	4	72.5	1.4	-

Tabla 5. Resumen de configuración seleccionada para los ramales del sistema conjunto.

Fuente: Elaboración propia.

Ramal	Caudal [L/s]	Material	Diámetro [mm]	Largo [km]	Espesor [mm]	Velocidad [m/s]	Observaciones
Ramal Llaquedona	400	Acero	660	38	8.74	1.2	-
Ramal C. Baquedano Norte	400	HDPE	800	1	58.8	1.1	-
Ramal La Frontera	400	HDPE Acero	800 660	60 6	58.8 8.74	1.1 1.2	Configuración mixta
Ramal TEG	400	HDPE Acero	800 914	23 51	58.8 8.74	1.1 0.6	Configuración mixta

*Nota: En los tramos del sistema conjunto donde se utilizó HDPE, se emplearon tuberías de clase PN 12.5

Los perfiles longitudinales del troncal y de los ramales se muestran de la Figura 15 a la Figura 19, donde se representa la cota del terreno, la línea piezométrica calculada y la curva de presión admisible del material. Estas figuras permiten verificar que, en todos los casos, la línea piezométrica se mantiene por debajo de la presión admisible y por encima de la cota del terreno, cumpliendo los requisitos de operación segura.

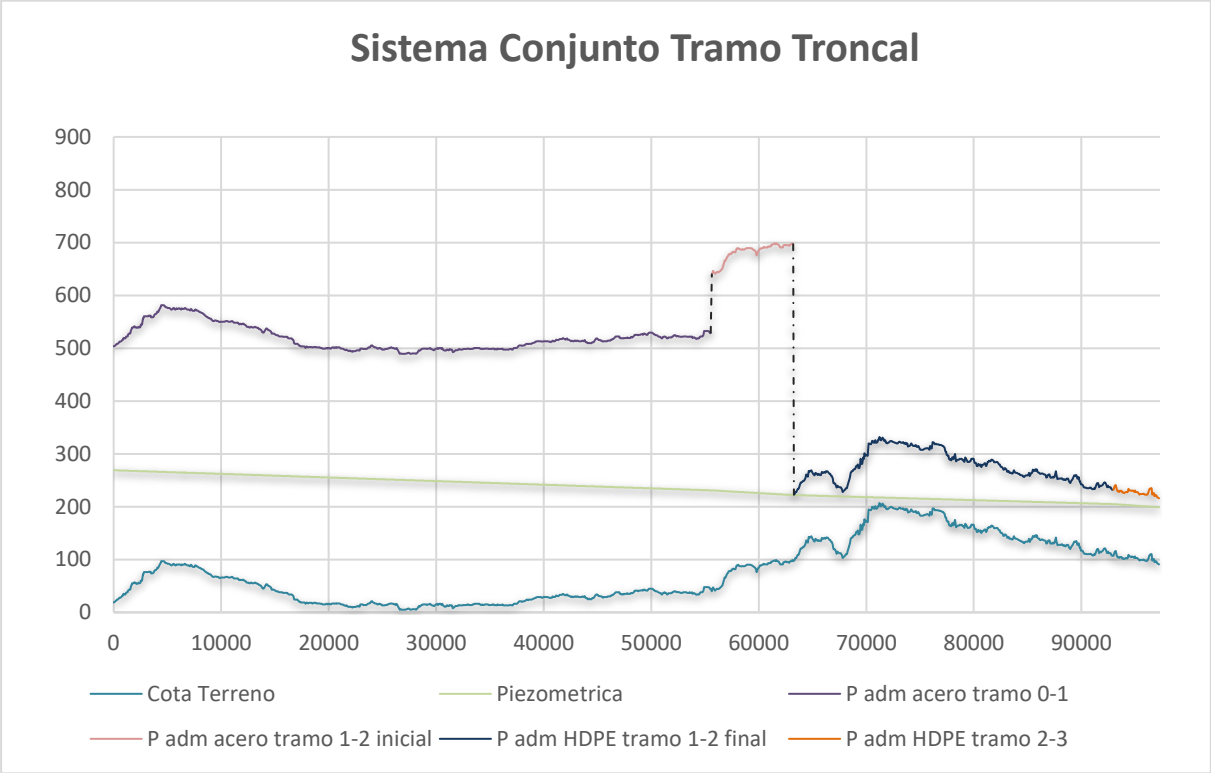


Figura 15. Perfil hidráulico tramo troncal. Fuente: Elaboración propia.

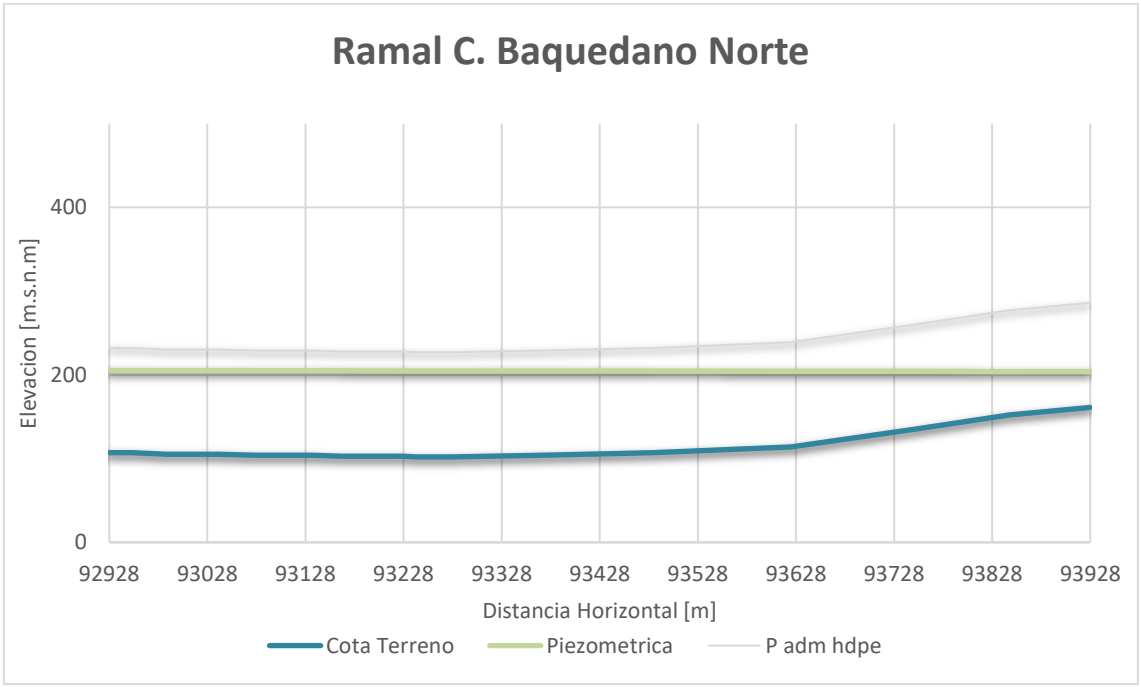


Figura 16. Perfil hidráulico Ramal C. Baquedano Norte. Fuente: Elaboración propia.

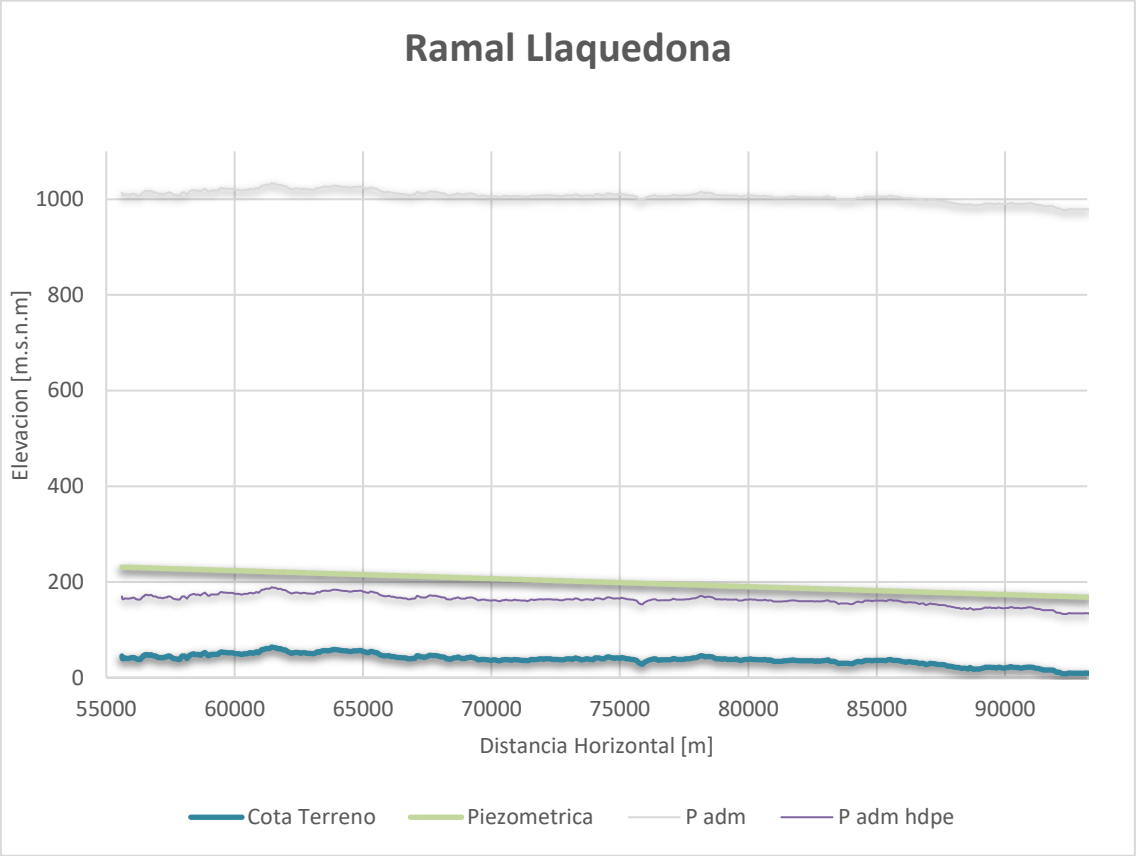


Figura 17. Perfil hidráulico Ramal Llaquedona. Fuente: Elaboración propia.

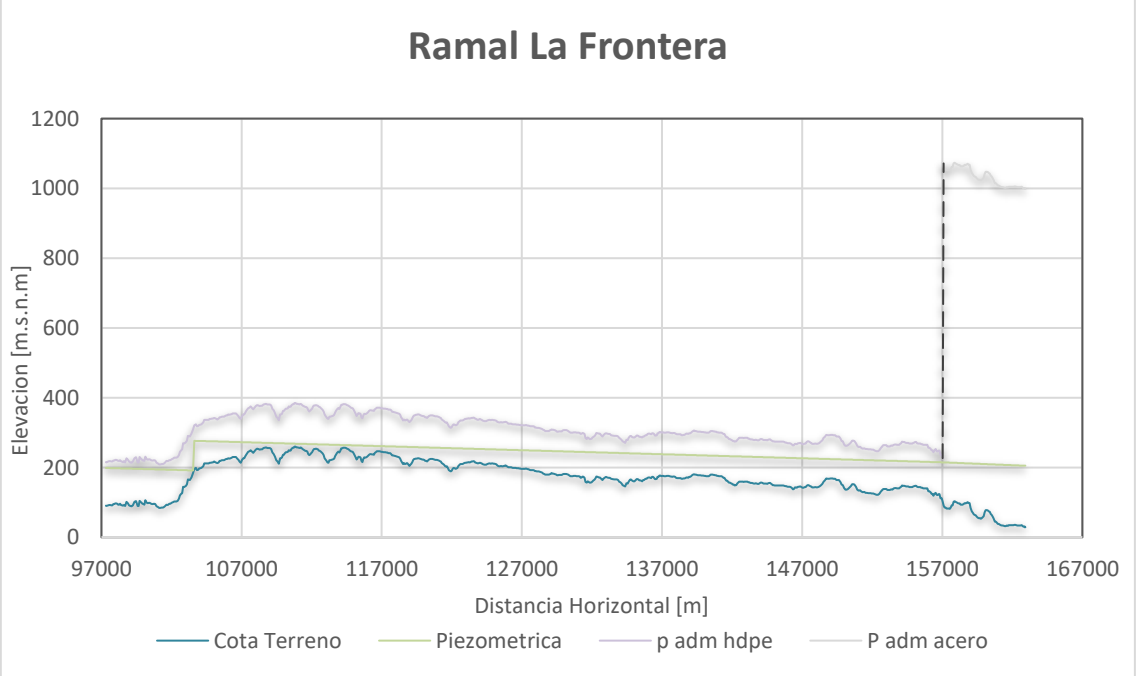


Figura 18. Perfil hidráulico Ramal La Frontera. Fuente: Elaboración propia.

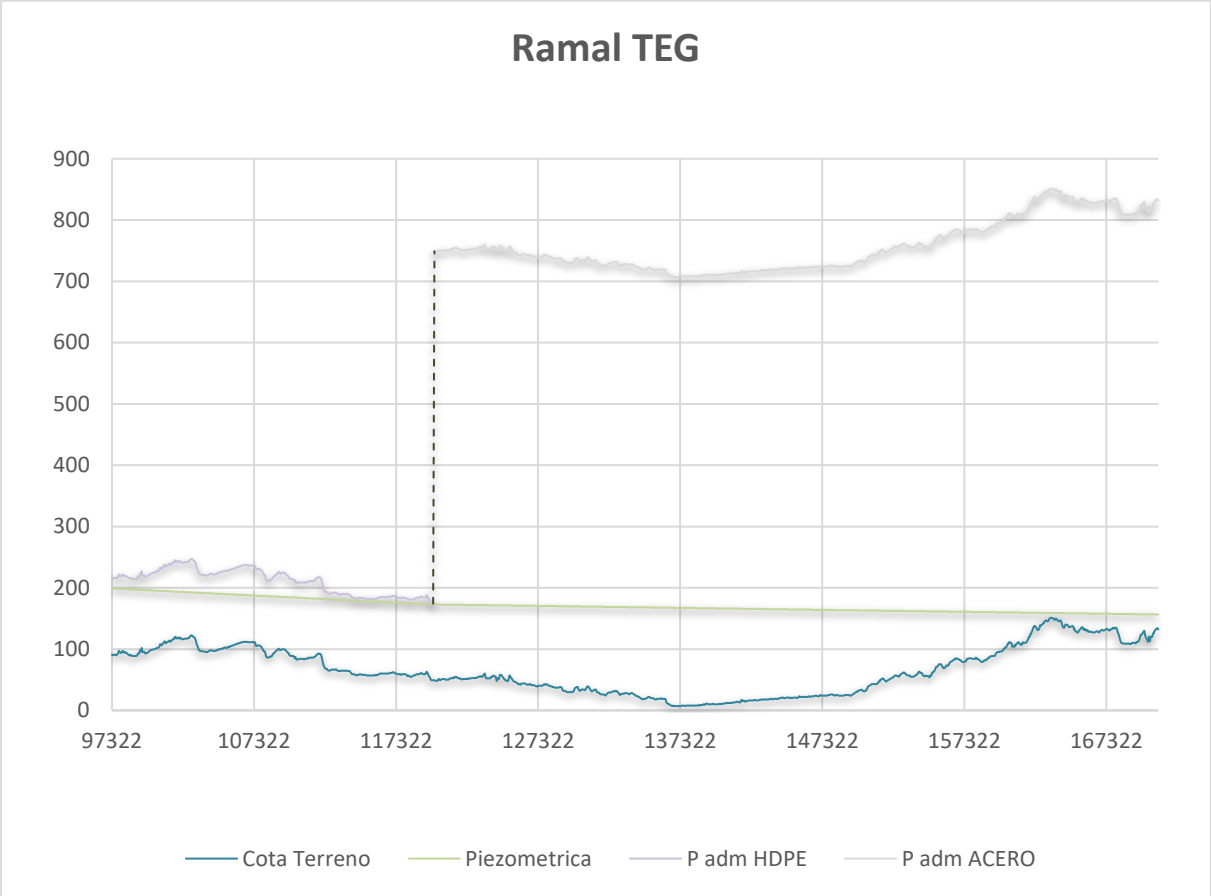


Figura 19. Perfil hidráulico Ramal TEG. Fuente: Elaboración propia.

6.4.3 Obras complementarias de impulsión y regulación de ambos esquemas

La Tabla 6 resume, para ambos esquemas de abastecimiento, las principales instalaciones complementarias requeridas para asegurar el transporte del caudal de diseño.

Tabla 6. Obras complementarias para los esquemas independiente y conjunto. Fuente: Elaboración propia.

Esquema	Ubicación	Planta elevadora	Potencia [kW]	Hb [m]	Estanques	Volumen por estanque [m3]
Independiente	C. Baquedano Norte	2	1855,5	331	4	378,1
Independiente	Llaquedona	1	672,7	120	2	375,4
Independiente	La Frontera	2	1569,6	280	4	373,7
Independiente	TEG	3	2466,5	440	6	373,7
Conjunto	Inicio troncal	1	5605,7	250	2	1481,7
Conjunto	Nodo bifurcación Troncal- La Frontera	1	476,5	85	2	375,4

7 Valorización de escenarios

La valorización económica de los esquemas de abastecimiento considera dos componentes: los costos de inversión (CAPEX), asociados a la construcción de tuberías, estanques de regulación y plantas elevadoras, y los costos de operación (OPEX), vinculados principalmente al consumo energético de las plantas elevadoras y al mantenimiento rutinario del sistema.

El CAPEX se estima a partir de curvas de costo en UF para tuberías y plantas elevadoras, tomadas de las expresiones utilizadas en estudios de fijación tarifaria de empresas sanitarias en Chile. Para los estanques de regulación se emplea una curva de costos en función del volumen, ajustada a partir del Estudio Tarifario de Aguas del Valle (2023) y corregida mediante un factor territorial para la Región de Magallanes. Todos los resultados se expresan finalmente en millones de pesos del año 2025. El OPEX del transporte, por su parte, se calcula a partir del consumo energético anual y de una estimación global de los costos de mantenimiento.

7.1 Costos de inversión: CAPEX

A continuación, se presentan los resultados de inversión para cada alternativa.

7.1.1 Escenario 1: Sistemas individuales

En el primer escenario se evalúa la alternativa en que cada proyecto cuenta con su propio sistema de conducción independiente desde la planta desaladora. El CAPEX de este escenario se obtiene sumando, para cada proyecto, las principales partidas de inversión: tuberías, plantas elevadoras y estanques de regulación. La Tabla 7 resume estos resultados, desglosando la inversión por tipo de obra hidráulica y presentando el costo total de cada sistema individual, junto con el CAPEX total del esquema independiente.

Tabla 7. CAPEX del escenario 1. Fuente: Elaboración propia.

CAPEX Esquema independiente	
Obras Hidráulicas C. Baquedano Norte	Inversión $MM
Tuberías de HDPE Plantas Elevadoras Estanques	$59.199 $76.395 $2.147
Total	**$137.741**
Obras Hidráulicas Llaquedona	Inversión $MM
Tuberías de HDPE Planta Elevadora Estanques	$59.323 $29.025 $1.068
Total	**$89.416**
Obras Hidráulicas La Frontera	Inversión $MM
Tuberías de Acero Plantas Elevadoras Estanques	$118.910 $66.114 $2.129
Total	**$187.153**
Obras Hidráulicas TEG	Inversión $MM
Tuberías de Acero Plantas Elevadoras Estanques	$47.068 $103.202 $3.194
Total	**$153.464**
CAPEX Total Esquema Independiente	**$567.774**

7.1.2 Escenario 2: Sistema conjunto

En este escenario se evalúa la alternativa de un sistema de conducción conjunto, en el cual el caudal total de diseño se transporta desde la planta desaladora mediante un tramo troncal común y luego se deriva hacia cada proyecto a través de ramales individuales.

Para efectos de la valorización, los costos de inversión se agrupan en dos bloques, tal como se muestra en la Tabla 8: tramo troncal y ramales, diferenciando tuberías de HDPE, tuberías de acero, plantas elevadoras y estanques en cada caso. La parte inferior de la tabla presenta el CAPEX total del sistema conjunto y adicionalmente, se incluye un CAPEX referencial por proyecto, obtenido al distribuir el costo total del sistema conjunto entre los cuatro proyectos abastecidos, considerando que todos demandan el mismo caudal de 400 [L/s]. Este valor no corresponde a una inversión individual real, sino a una asignación proporcional utilizada únicamente para comparar, en el capítulo siguiente, el costo de abastecer cada proyecto mediante sistemas independientes versus el sistema conjunto.

Tabla 8. CAPEX del escenario 2. Fuente. Elaboración propia.

CAPEX Esquema conjunto	
Obras Hidráulicas Tramo troncal	Inversión $MM
Tuberías de HDPE	$66.728
Tuberías de Acero	$125.139
Planta Elevadora	$206.431
Estanques	$2.789
Obras Hidráulicas Ramales	Inversión $MM
Tuberías de HDPE	$38.551
Tuberías de Acero	$29.950
Planta Elevadora	$21.969
Estanques	$1.068
CAPEX Total sistema conjunto	**$492.625**
CAPEX referencial por proyecto	**$123.156**

7.1.3 Comparación CAPEX total

Con el fin de complementar la presentación de resultados y facilitar la visualización de las diferencias entre los esquemas evaluados, se incluyen dos gráficos comparativos. La Figura 20 muestra el CAPEX total de cada escenario, permitiendo observar de manera directa la inversión global requerida por la alternativa de sistemas independientes y por el sistema conjunto. Posteriormente, la Figura 21 presenta una comparación por proyecto, contrastando el CAPEX individual de cada sistema independiente con el valor promedio por proyecto para el sistema conjunto, obtenido mediante la distribución del CAPEX total entre las cuatro instalaciones abastecidas.

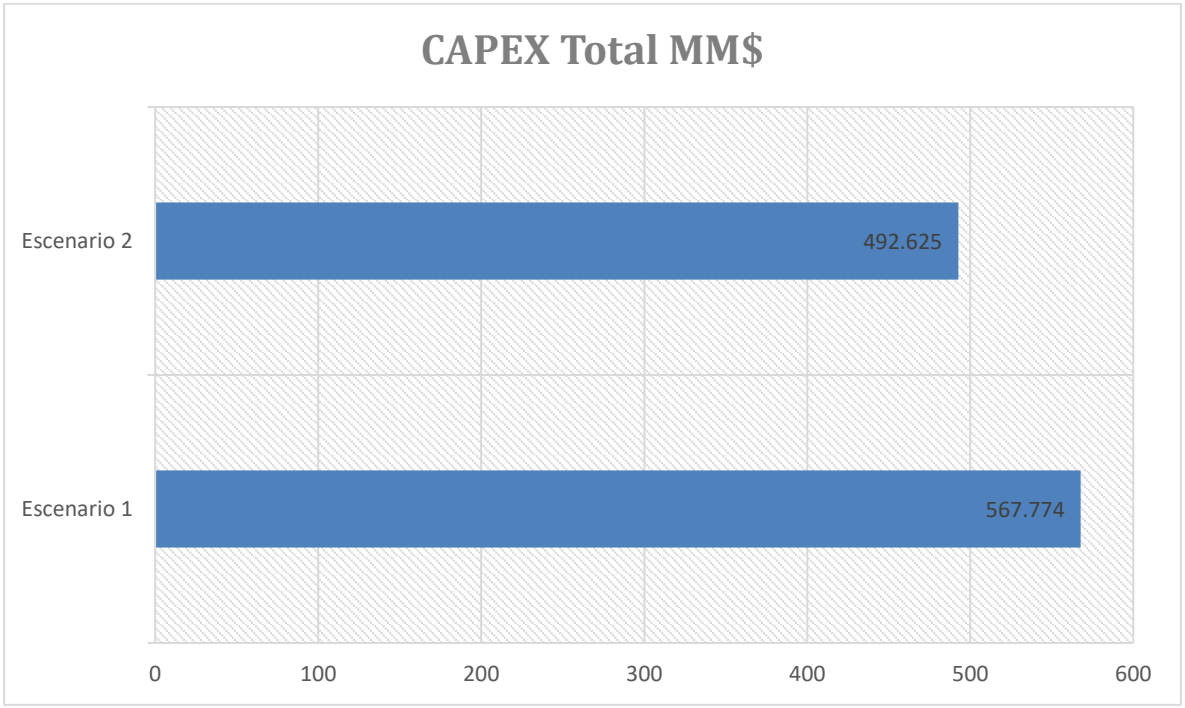


Figura 20. Comparación del CAPEX total entre los esquemas de abastecimiento. Fuente: Elaboración propia.

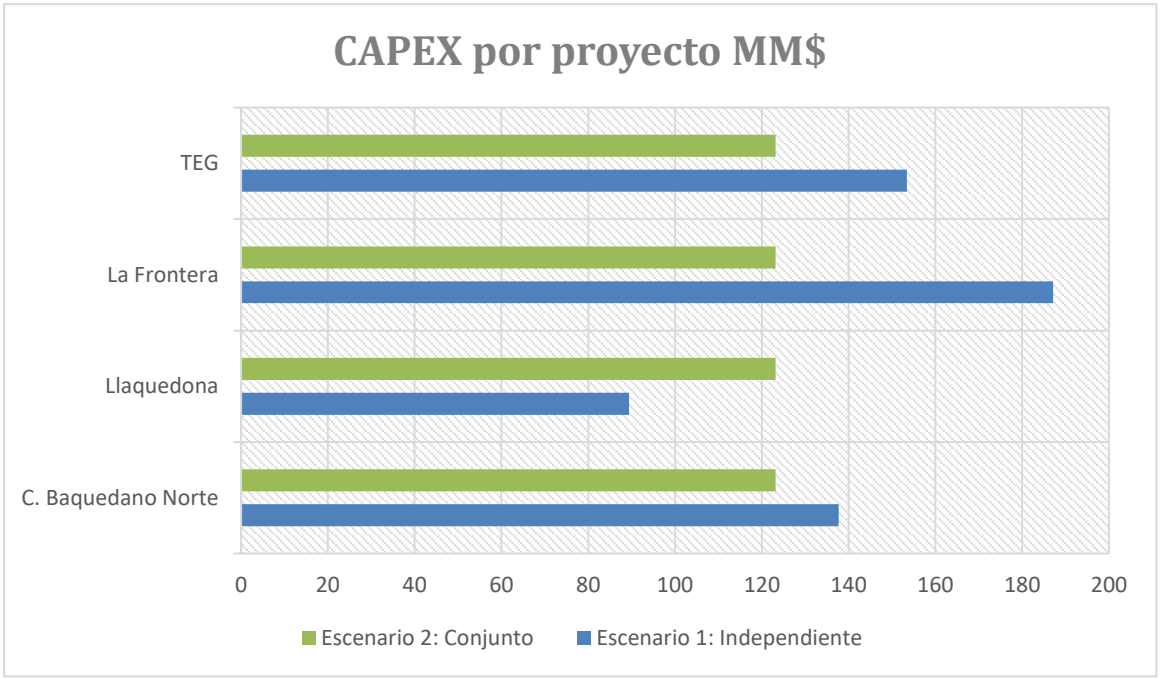


Figura 21. Comparación del CAPEX por proyecto entre el sistema independiente y el conjunto. Fuente: Elaboración propia.

7.2 Costos de operación: OPEX

Los costos de operación de los esquemas evaluados corresponden principalmente al consumo energético de las plantas elevadoras y a una estimación de mantenimiento rutinario de la infraestructura. El consumo de energía se calcula a partir de la potencia instalada en cada escenario y de un número de horas de operación anual, utilizando un costo promedio de la energía eléctrica.

Para efectos de este estudio se adoptaron los siguientes supuestos operacionales:

- Se considera operación continua del sistema durante todo el año.
- Se utiliza un costo promedio de la energía de 100 [$/kWh], representativo de una tarifa industrial. Este valor se adopta como una estimación simplificada y conservadora, considerando que referencias de mercado para consumidores empresariales en Chile reportan precios de la electricidad del orden de 160–180 [$/kWh], según datos publicados por Global Petrol Prices (2025)
- El costo de mantenimiento rutinario de las plantas elevadoras se representa como un 1% anual del CAPEX asociado a dichas instalaciones.

Con estos supuestos, los resultados del OPEX se expresan en millones de pesos por año para cada escenario. Las expresiones de cálculo detalladas se presentan en el Anexo correspondiente.

7.2.1 Resultados del OPEX por escenario

En la Tabla 9 se presentan los costos de operación anual obtenidos para cada esquema de abastecimiento, distinguiendo entre el consumo energético y la mantención de las plantas elevadoras.

Estos resultados sintetizan el comportamiento operativo de ambos esquemas.

Tabla 9. Costos de operación anual (OPEX) por escenario. Fuente: Elaboración propia.

Costos de energía		
Escenarios	Independiente	Conjunto
Potencia Total Instalada [kW]	6.564	6.082
Energía Anual [kWh/año]	57.503.155	53.280.075
OPEX Energía [MM$/año]	**5.750**	**5.328**
Costos de mantenimiento		
OPEX Mant. [MM$/año]	**2.747**	**2.284**
Total		
OPEX Total [MM$/año]	**8.498**	**7.612**

7.2.2 Comparación grafica del OPEX

Con el fin de visualizar de forma más clara las diferencias en los costos de operación entre los esquemas evaluados, la Figura 22 presenta el OPEX anual de cada escenario.

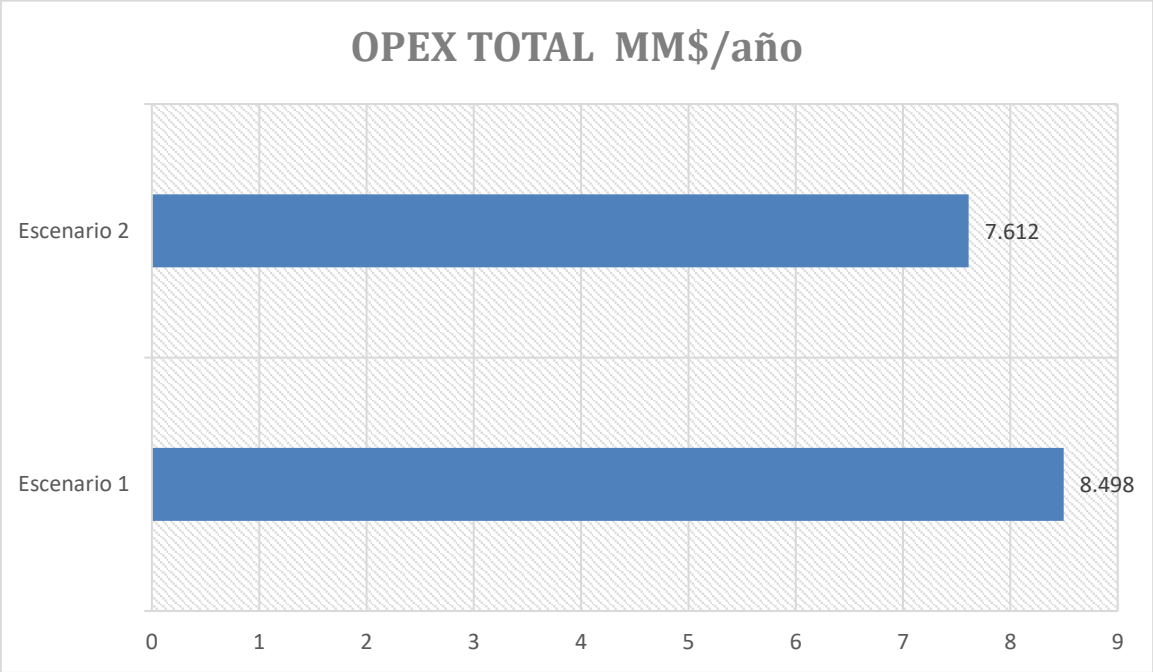


Figura 22. Comparación del OPEX anual escenarios evaluados. Fuente: Elaboración propia.

7.2.3 Comparación económica entre escenarios

Como complemento de los resultados de inversión y operación presentados en las secciones anteriores, la Tabla 10 permite visualizar de forma directa la diferencia de magnitud económica entre la alternativa de sistemas individuales y el sistema de conducción conjunto.

Tabla 10. CAPEX-OPEX por escenario. Fuente: Elaboración propia.

Escenario	CAPEX Total (MM$)	OPEX anual (MM$/año)
Escenario 1: individual	$567.774	$8.498
Escenario 2: conjunto	$492.625	$7.612

En términos de inversión inicial, el Escenario 1 (sistemas individuales) requiere un CAPEX total de 567.774 MM$, mientras que el Escenario 2 (sistema conjunto) alcanza 492.625 MM$, lo que representa una reducción aproximada del 13% en la inversión al unificar el transporte de agua en una infraestructura común. Esta diferencia se explica principalmente por la eliminación de infraestructuras duplicadas y por la reducción en el número de plantas elevadoras necesarias.

En operación, los costos anuales siguen la misma tendencia: el OPEX del sistema independiente asciende a 8.498 MM$/año, mientras que el sistema conjunto alcanza 7.612 MM$/año, equivalente a un ahorro cercano al 10%. Esta reducción se debe principalmente a la menor potencia total instalada y a la simplificación del sistema de bombeo en la alternativa conjunta.

8 Evaluación económica y propuestas de implementación

8.1 Evaluación económica

Con el objetivo de comparar económicamente las alternativas analizadas en un mismo horizonte temporal, se proyectaron los costos de inversión, operación y mantención de cada escenario durante una vida útil de 15 años, calculando el valor actual de costos mediante una tasa de descuento del 7%.

La inversión inicial (CAPEX) se considera como un desembolso único en el año cero, mientras que los costos de operación y mantención se proyectan de forma anual a lo largo del período de evaluación. Para efectos de este análisis, los costos de operación corresponden a la suma del consumo anual de energía eléctrica y un costo de mantención equivalente al 1% de la inversión considerada, de acuerdo con el nivel de detalle del estudio.

La Tabla 11 presenta el valor actual de costos totales para cada escenario, permitiendo una comparación económica consistente que incorpora el valor del dinero en el tiempo.

Los resultados muestran que el sistema de conducción conjunta presenta un menor costo actualizado total en comparación con la alternativa de sistemas individuales, con una diferencia del orden de 83 MMS, lo que evidencia la existencia de economías de escala asociadas a la infraestructura compartida. No obstante, la materialización de estos beneficios económicos depende de condiciones adicionales, como la coordinación entre proyectos y la definición de demandas y requisitos de calidad del agua.

Tabla 11. Valor actual de costos. Fuente: Elaboración propia.

Escenario	Inversión inicial CAPEX (MM$)	OPEX actualizado (MM$)	Valor actual de costos (MM$)
Individual	$567.774	$77.396	$645.170
Conjunto	$492.625	$69.329	$561.954

El detalle del cálculo del valor actual de costos, incluyendo la proyección anual de los flujos de inversión, operación y mantención a lo largo del horizonte de evaluación, se presenta en el Anexo 12.9

8.2 Evaluación de economías de escala

La comparación de los costos de inversión individuales con el costo equivalente al que cada proyecto debería contribuir en el sistema conjunto permite identificar de manera explícita cuáles de ellos se benefician económicamente al participar en una infraestructura integrada y cuáles no presentan incentivos directos para sumarse.

Para este análisis se utiliza como referencia el CAPEX unitario del sistema conjunto, obtenido al dividir el CAPEX total del escenario integrado (492.625 MM$) entre los cuatro proyectos, lo que entrega un valor aproximado de 123.156 MM$ por proyecto.

La Tabla 12 compara el CAPEX individual de cada proyecto con el aporte equivalente que tendría en el sistema conjunto. La columna “Diferencia” corresponde al resultado de restar el CAPEX individual al CAPEX conjunto equivalente; por ello, valores negativos indican un ahorro al integrarse al esquema conjunto, mientras que valores positivos reflejan un sobrecosto respecto a desarrollar la infraestructura por separado.

La grafica mostrada en la Figura 21 complementa esta información, destacando la magnitud relativa de los ahorros o sobrecostos para cada proyecto.

Tabla 12.Comparación del CAPEX individual vs CAPEX equivalente del sistema conjunto.

Fuente: Elaboración propia.

Proyecto	CAPEX individual (MM$)	CAPEX conjunto equivalente (MM$)	Diferencia (MM$)	Incentivo económico
C. Baquedano Norte	$137.741	$123.156	-14.585	Si gana
Llaquedona	$89.416	$123.156	+33.741	NO gana
La frontera	$187.153	$123.156	-63.997	Gana MUCHO
TEG	$153.464	$123.156	-30.308	Gana

En términos generales, la comparación muestra que tres de los cuatro proyectos obtienen un beneficio económico directo al integrarse al sistema conjunto. En los casos de La Frontera, TEG y Cordón Baquedano Norte, el CAPEX individual es mayor que el aporte equivalente que les correspondería en la alternativa integrada, por lo que las diferencias negativas de la Tabla 12 reflejan un ahorro claro al participar en la infraestructura común. La Frontera es el proyecto que más se beneficia, con una reducción cercana a 64.000 MM$, seguido por TEG y Cordón Baquedano Norte, que también presentan disminuciones de inversión relevantes en comparación con el desarrollo de sus propias conducciones independientes.

La situación de Llaquedona es distinta: su CAPEX individual (89.416 MM$) es inferior al aporte equivalente en el sistema conjunto (123.156 MM$), lo que se traduce en un sobrecosto del orden de 33.740 MM$. Desde una perspectiva estrictamente económica, este proyecto no tendría incentivos para sumarse a la solución integrada, ya que le resulta más conveniente construir y operar su propia infraestructura. Esta asimetría en los incentivos es un elemento crítico, porque la viabilidad del sistema troncal depende de que un número suficiente de proyectos decida participar.

Si Llaquedona no se incorpora al sistema conjunto, el CAPEX total de la alternativa integrada (492.625 MM$) debe repartirse entre solo tres proyectos, elevando el aporte equivalente a aproximadamente 164.208 MM$ por proyecto. En ese escenario, Cordón Baquedano Norte dejaría de obtener un ahorro respecto a su solución individual, TEG vería reducido significativamente su beneficio económico y solo La Frontera mantendría una ventaja clara. Esto muestra que la economía de escala del sistema conjunto es frágil: se sostiene en la participación de los cuatro proyectos y se debilita rápidamente cuando uno de ellos opta por desmarcarse.

En consecuencia, aun cuando el sistema conjunto resulta más eficiente a nivel agregado, su implementación práctica requiere abordar cómo se distribuyen los costos y beneficios entre actores con incentivos muy diferentes. Sin algún tipo de mecanismo de compensación, ajuste en el reparto de CAPEX o apoyo externo, es poco probable que un proyecto como Llaquedona decida integrarse voluntariamente, y la pérdida de su participación puede comprometer el atractivo económico del esquema conjunto para el resto de los proyectos.

8.3 Análisis cualitativo: desafíos de coordinación, equidad y viabilidad práctica.

Aunque el análisis económico demuestra que el sistema conjunto presenta menores costos agregados que el desarrollo de cuatro conducciones independientes, su materialización no depende únicamente de los resultados numéricos. A continuación, se discuten los principales desafíos que condicionan la implementación práctica de la infraestructura conjunta.

La interpretación por proyecto realizada en la sección anterior evidencia una asimetría importante: mientras La Frontera, TEG y Cordón Baquedano Norte obtienen un ahorro directo al integrarse, Llaquedona enfrentaría un sobrecosto cercano a 34.000 MM$. Esta diferencia de incentivos implica que la cooperación no ocurrirá de manera automática. Para viabilizar la alternativa conjunta, es necesario entender cómo estas asimetrías interactúan con los tiempos, riesgos y decisiones estratégicas de cada actor.

Un primer desafío surge de la desalineación de los tiempos de desarrollo. Es posible que alguno de los proyectos inicie su construcción antes que los demás. Si, por ejemplo, TEG o Cordón Baquedano Norte comienzan primero, deberían financiar inicialmente una fracción mayor del CAPEX troncal, ya que Llaquedona (el único proyecto que no obtiene un beneficio directo) probablemente retrasaría su decisión o incluso optaría por mantenerse fuera del sistema conjunto. En ese escenario, el aporte equivalente por proyecto podría aumentar desde 123.156 MM$ hasta aproximadamente 164.208 MM$, lo que eliminaría el incentivo económico de Baquedano Norte y reduciría considerablemente el de TEG. La coordinación temporal es, por tanto, una condición esencial para sostener la economía de escala.

A esto se suma la posibilidad de que algún proyecto evalúe alternativas externas, especialmente en el caso de La Frontera, cuya cercanía a la costa argentina podría permitirle acceder a un trazado más corto o a una futura planta desaladora del lado argentino. Si La Frontera optara por una solución independiente, se perdería el mayor contribuyente a la economía de escala, lo que debilitaría aún más los incentivos de los proyectos restantes. La estabilidad del sistema conjunto requiere una masa mínima de participantes, y la salida de uno de los proyectos con mayores beneficios erosiona de manera significativa esa condición.

También existen desafíos relacionados con la percepción de equidad en el reparto de costos. Llaquedona, siendo el único proyecto para el cual la integración representa un sobrecosto, difícilmente se sumaría sin un mecanismo compensatorio, ya sea mediante aportes cruzados entre proyectos, un reparto diferenciado del CAPEX o algún tipo de apoyo territorial. Si esta compensación no se define, su no participación encarece automáticamente la alternativa conjunta para los demás actores, comprometiendo su atractivo inicial.

Otro aspecto crítico es el riesgo moral. Si los proyectos anticipan que el primero en iniciar deberá financiar una mayor proporción del troncal, pueden optar por “esperar” a que otro absorba el costo inicial, retrasando la decisión de inversión y generando un bloqueo estratégico. Para evitarlo se requiere definir reglas de entrada, aportes mínimos, penalidades por retraso o modelos de pago de conexión que aseguren que cada proyecto aporte una proporción justa al momento de integrarse.

Finalmente, la implementación del sistema conjunto exige resolver temas de gobernanza y operación compartida. Los proyectos deben acordar quién administra el troncal, cómo se gestionan las mantenciones, bajo qué criterios se asignan responsabilidades ante fallas y qué entidad actuará como operador o administrador financiero. Sin una estructura de gobernanza clara (ya sea un vehículo común, un operador neutral o una empresa sanitaria regional), la cooperación se vuelve riesgosa para los actores privados, especialmente en un territorio remoto como Tierra del Fuego.

En resumen, si bien los resultados económicos muestran que el sistema conjunto es la opción más eficiente en términos globales, su implementación depende de resolver desafíos mencionados anteriormente. La integración no depende únicamente de los costos; depende de que los cuatro proyectos perciban que el reparto de riesgos y beneficios es sostenible, claro y justo.

8.4 Propuestas para viabilizar la implementación del sistema conjunto

Los desafíos identificados en la sección anterior muestran que la alternativa conjunta no se materializara de manera espontánea, aun cuando presenta beneficios económicos significativos. Para que el sistema troncal compartido sea factible, se requieren mecanismos contractuales, económicos y de gobernanza que permitan alinear incentivos, gestionar asimetrías entre proyectos y reducir los riesgos asociados a la coordinación. A continuación, se presentan propuestas que permiten abordar estos desafíos.

8.4.1 Sobredimensionamiento inicial y recuperación de costos

Dado que los proyectos pueden entrar en operación en momentos distintos, es necesario un esquema que permita construir desde el inicio una conducción capaz de abastecer a todos, sin que el primer proyecto se vea obligado a financiar una proporción desmedida del CAPEX troncal. Un mecanismo aplicable es similar al utilizado por empresas sanitarias en Chile: el primer proyecto financia únicamente la infraestructura necesaria para su propio caudal, mientras que el sobredimensionamiento incremental, es decir, la diferencia hasta alcanzar la capacidad para los cuatro proyectos, se registra como una inversión recuperable en el tiempo. De esta forma, cuando nuevos proyectos se conectan al sistema conjunto, compensan proporcionalmente la fracción de sobredimensionamiento que les corresponde.

Aplicado a nuestro caso de estudio, si por ejemplo TEG decidiera iniciar primero, no sería razonable que asumiera la totalidad del CAPEX del sistema conjunto (492.625 MM$). En cambio, podría financiar sólo la conducción necesaria para transportar su propio caudal de 400 [L/s], mientras que el incremento de diámetro asociado a la futura participación de La Frontera, Baquedano Norte y Llaquedona se recuperaría mediante aportes posteriores cuando estos proyectos se integren al troncal. Este enfoque reduce el riesgo para el primer actor que decide avanzar y evita que un único proyecto cargue con el costo de una infraestructura diseñada para cuatro.

8.4.2 Tarifas de conexión y aportes diferenciados

Para abordar la asimetría de incentivos identificada en Llaquedona, se puede establecer una estructura de aportes basada en beneficios. Los proyectos para los cuales la integración implica ahorros significativos (La Frontera, TEG y Baquedano Norte) pueden financiar una proporción mayor del CAPEX troncal, mientras que Llaquedona podría integrarse con un aporte reducido que se acerque más a su CAPEX individual.

En la práctica, esta lógica puede complementarse con tarifas de conexión que reconozcan explícitamente estas diferencias: los proyectos con menor beneficio relativo (como Llaquedona) pagarían menos al momento de sumarse al sistema conjunto, mientras que aquellos que reducen significativamente su CAPEX al integrarse asumirían un aporte proporcionalmente mayor. De este modo, la distribución de costos se ajusta mejor a la realidad de cada proyecto, facilitando la adhesión al esquema integrado sin sacrificar las economías de escala globales.

Para dar contenido concreto a esta lógica de aportes diferenciados, se realizó un ejercicio de redistribución del CAPEX troncal en función del costo independiente de cada proyecto. En lugar de asignar el troncal en partes iguales, se calculó la participación de cada instalación según el peso que tiene su CAPEX individual dentro del costo total del escenario independiente. De esta manera, los proyectos con mayores requerimientos de inversión cuando operan de forma aislada asumen una fracción más alta del troncal, mientras que aquellos con menor inversión relativa aportan una proporción más acotada, coherente con su menor beneficio marginal al integrarse.

La Tabla 13 presenta la redistribución proporcional del CAPEX troncal. En el esquema inicial, cada proyecto financiaba un aporte uniforme de $123,156 MM, equivalente al 25% del troncal; bajo la metodología propuesta, dicho monto se ajusta según el peso relativo que cada proyecto tiene en el escenario independiente. La columna “Variación (%)” resume el cambio entre el aporte uniforme y el aporte proporcional calculado. Los resultados muestran que Llaquedona, que representa un 15,75% del CAPEX independiente total, reduce su contribución en un 37,01%, pasando a aportar $77,581 MM; en contraste, La Frontera, que concentra un 32,96%, incrementa su aporte en un 31,85 %, alcanzando $162,382 MM. C. Baquedano Norte y TEG presentan variaciones más moderadas (–2,96 % y +8,12 %, respectivamente), coherentes con su posición intermedia en la estructura de costos. En conjunto, esta redistribución alinea los aportes al troncal con la magnitud relativa de las inversiones independientes, mejorando la equidad y la consistencia económica del esquema conjunto.

Tabla 13. Distribución proporcional del CAPEX troncal según el CAPEX independiente de cada proyecto. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto	CAPEX escenario independiente (MM$)	Aporte original escenario conjunto (MM$)	Aporte proporcional escenario conjunto (MM$)	%Troncal	Variación (%)
C. Baquedano Norte	$137.741	$123.156	$119.510	24.26	-2.96
Llaquedona	$89.416	$123.156	$77.581	15.75	-37.01
La Frontera	$187.153	$123.156	$162.382	32.96	31.85
TEG	$153.464	$123.156	$133.152	27.03	8.12

La Figura 23 compara la distribución uniforme del CAPEX troncal, en la que cada proyecto financia el 25%, con la distribución proporcional obtenida a partir del esquema de aportes diferenciados. Esta comparación gráfica muestra de forma clara cómo se reequilibra la carga del troncal entre los proyectos. Aunque el CAPEX total del sistema conjunto no cambia, la forma en que se reparten los esfuerzos de inversión pasa a ser más coherente con los costos independientes de cada proyecto, fortaleciendo la viabilidad económica y política del sistema troncal compartido.

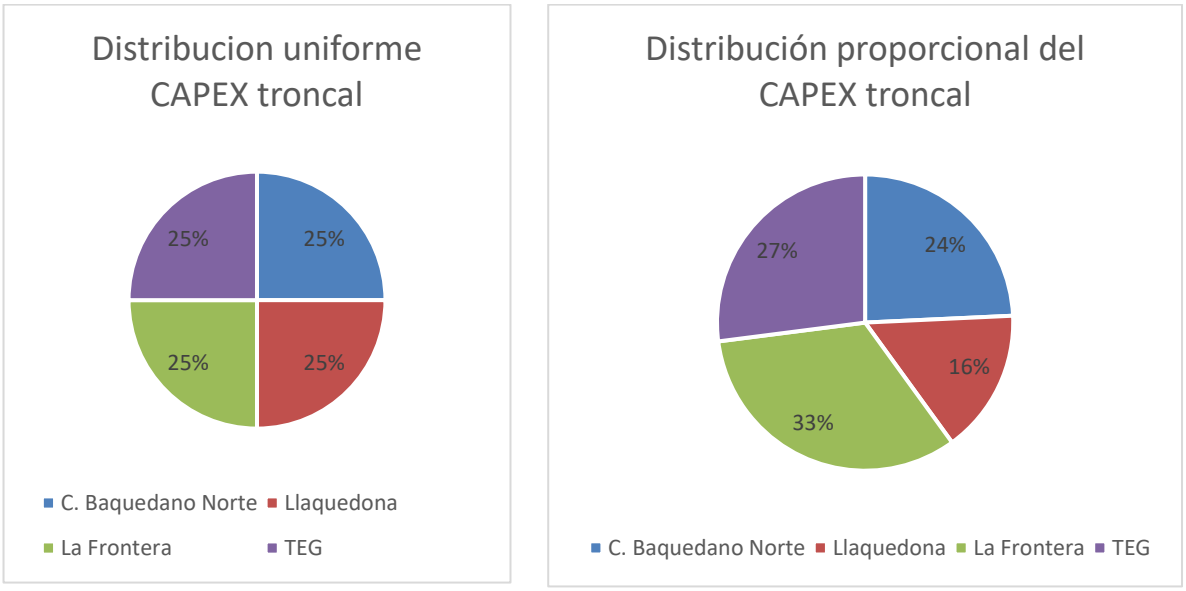


Figura 23. Comparación gráfica entre la distribución uniforme y la distribución proporcional del CAPEX troncal. Fuente: Elaboración propia.

Con el fin de complementar el análisis, se estimó también la ganancia económica que obtiene cada proyecto al integrarse al sistema conjunto. Esta medida compara el aporte proporcional con el CAPEX que cada proyecto debería asumir en el escenario independiente. Los resultados se presentan en la Tabla

14 y muestran que todos los proyectos obtienen beneficios netos al integrarse, con ahorros que oscilan entre $11.835 MM hasta $24.771 MM. Asimismo, todos los proyectos ahorran un 13,2% respecto al CAPEX del escenario individual, lo que confirma el atractivo económico general del sistema conjunto.

Tabla 14. Beneficio económico de los proyectos al integrarse al sistema conjunto. Fuente: Elaboración propia.

Proyecto	CAPEX individual (MM$)	Aporte proporcional (MM$)	Ganancia (MM$)	Ganancia (%)
C. Baquedano Norte	$137.741	$119.510	$18.231	13.24
Llaquedona	$89.416	$77.581	$11.835	13.24
La Frontera	$187.153	$162.382	$24.771	13.24
TEG	$153.464	$133.152	$20.312	13.24

En síntesis, el esquema de aportes diferenciados y la redistribución proporcional del CAPEX troncal constituyen un mecanismo concreto para hacer viable la integración de los proyectos, manteniendo las economías de escala del sistema conjunto.

8.4.3 Rol del Gobierno Regional y mecanismos de apoyo territorial

La implementación de un sistema conjunto de abastecimiento de agua para la instalación de una industria estratégica como el hidrógeno verde contribuiría directamente al desarrollo territorial. Sin embargo, los costos de infraestructura en Tierra del Fuego son significativamente superiores a los de otras regiones del país, dificultando su desarrollo. En este contexto, existe espacio para que el Gobierno Regional o el Estado jueguen un rol activo para reducir los costos relativos para los proyectos menos favorecidos por la integración o para disminuir su riesgo.

Una posibilidad es que el apoyo territorial se dirija específicamente a cubrir parte del sobredimensionamiento inicial del troncal o a compensar al proyecto que presenta un sobrecosto en la comparación conjunta, como Llaquedona. De este modo, se evita que la participación de este proyecto sea desfavorable y se preserva la economía de escala que se obtiene cuando los cuatro actores forman parte del sistema integrado. Este tipo de instrumentos es coherente con esquemas ya utilizados en zonas extremas, donde el Estado contribuye a la infraestructura habilitante para reducir brechas territoriales y puede compensarse durante la operación con diversos modelos de negocio.

8.4.4 Acuerdos de entrada escalonada y reglas claras de participación

Para reducir el riesgo y los retrasos estratégicos, es necesario definir desde el inicio reglas claras de participación en el sistema conjunto. Estas reglas deben establecer, entre otros aspectos, cómo se calcula el aporte de cada proyecto según su momento de ingreso, qué ocurre si uno de ellos se retrasa respecto al calendario previsto, en qué condiciones un proyecto puede conectarse con posterioridad y cuáles serán las consecuencias de no integrarse dentro del horizonte acordado.

Un ejemplo de este tipo de mecanismos son los acuerdos de tipo “take-or-pay”, en los que cada proyecto se compromete contractualmente a aportar financieramente al sistema, independientemente de la fecha exacta en que inicie su producción. De esta manera, se reduce el incentivo a postergar la decisión para beneficiarse del esfuerzo de quienes invierten primero y se entrega mayor certidumbre a los actores que impulsan la infraestructura troncal en las etapas iniciales.

8.4.5 Entidad operadora o vehículo común

Al igual que en la etapa de construcción, la operación del sistema conjunto requiere una entidad neutral que administre los aportes, coordine las mantenciones y tome decisiones técnicas de manera transparente para todos los proyectos. Entre las alternativas posibles se encuentran la conformación de un vehículo común administrado por los cuatro proyectos, la designación de un tercero como operador del troncal, o su contratación mediante licitación o proceso similar.

Contar con una entidad operadora definida reduce la percepción de riesgo asociada a la gestión de la infraestructura compartida, facilita la coordinación técnica y financiera y permite establecer procedimientos claros frente a fallas, emergencias o necesidades de expansión futura. En un territorio remoto como Tierra del Fuego, esta estructura de gobernanza resulta particularmente relevante para asegurar la continuidad y confiabilidad del servicio de agua hacia los proyectos de hidrógeno verde.

8.4.6 Tratamiento descentralizado de requerimientos específicos de agua

Para evitar que los requerimientos de un único proyecto encarezcan la infraestructura troncal, se recomienda mantener un estándar único de agua en el sistema principal y realizar tratamientos adicionales a nivel local cuando sea necesario. Esto permite mantener eficiente la conducción compartida sin transferir costos adicionales a los proyectos que no los requieren.

9 Comentarios y conclusiones

El desarrollo de este estudio permitió evaluar de manera integrada la factibilidad técnica y económica del suministro de agua desalada para los proyectos de hidrógeno verde en Tierra del Fuego, desde una única fuente en Bahía Inútil, cumpliendo con los objetivos propuestos. Se georreferenciaron los proyectos, se definió una demanda referencial y se asumió requisitos de calidad estandarizados, se diseñaron hidráulicamente las alternativas individual e integrada, y se valorizaron los costos de inversión, operación y mantenimiento. A partir de ello fue posible comparar ambas configuraciones y analizar sus implicancias para la coordinación entre actores.

Los resultados muestran que el esquema conjunto corresponde a la configuración más eficiente para el territorio, tanto en términos hidráulicos como económicos. La integración en un troncal compartido reduce la duplicación de infraestructura, disminuye la necesidad de bombeo y concentra las inversiones más intensivas en un solo eje, lo que permite aprovechar economías de escala. Esta alternativa presenta un CAPEX total menor que el escenario individual y ofrece un diseño operacionalmente más simple y robusto.

Sin embargo, su implementación enfrenta desafíos derivados de la heterogeneidad entre proyectos. Las diferencias en costos independientes generan incentivos desalineados si se adopta una distribución uniforme del troncal. Para abordar esta fragilidad, se analizó un esquema de aportes diferenciados basado en una redistribución proporcional que asigna los costos del troncal según el peso relativo de cada proyecto en el escenario independiente. Este mecanismo corrige las principales asimetrías, mejora la equidad del reparto y fortalece las condiciones de viabilidad del sistema conjunto.

En síntesis, la configuración final seleccionada, es decir, el esquema conjunto con aportes diferenciados representa una alternativa técnica y económicamente robusta. No obstante, su implementación efectiva requiere avanzar hacia mecanismos institucionales y contractuales que aseguren coordinación, transparencia y reglas claras de ingreso al sistema.

Las medidas propuestas permiten transformar una alternativa económicamente eficiente pero frágil en términos de coordinación en una opción viable de implementación. La clave es reconocer que los incentivos de los proyectos no son homogéneos y que un diseño adecuado de mecanismos de reparto, gobernanza e ingreso escalonado puede equilibrar las cargas, reducir riesgos y asegurar que todos los actores encuentren valor en participar del sistema conjunto.

10 Agradecimientos

Quiero dedicar este trabajo a las personas que hicieron más llevadero mi paso por la universidad, por este camino que fue breve en tiempo, pero que en su momento se sintió eterno.

En primer lugar, agradezco profundamente a mi madre, mi compañera fiel no solo durante la etapa universitaria, sino a lo largo de toda mi vida. Siempre fuimos las dos contra el mundo. Ella estuvo ahí para sostenerme cuando lo necesité, para impulsarme cuando dudé y para cuidarme, siempre.

Fue ella quien me enseñó que un título no define quién eres, pero sí puede entregarte estabilidad y herramientas para enfrentar un mundo que, en ocasiones, puede ser cruel. Y aunque ese aprendizaje fue fundamental, también entendí que, más allá de todo lo que ocurriera afuera, llegar a ella y abrazarla hacía que nada más importara, convirtiéndose en uno de los mayores consuelos y fortalezas a lo largo de este camino. Sus palabras me acompañaron, recordándome un verso de un soneto de William Shakespeare: *"Busca, pues, lo mejor: te lo deseo; seré feliz diez veces si lo hallas"*.

También quiero dedicar este trabajo a mi papá, quien llegó a mi vida cuando yo tenía cinco años. De ser dos, mi madre y yo, paso a paso fuimos conformando junto a él nuestra hermosa familia. Mi ogro preferido. Gracias por haber elegido quedarse y construir conmigo el significado de ser papá. Gracias por demostrarme cada día la importancia de ser valientes, de decir lo que uno piensa y de defender aquello en lo que cree.

A ambos, gracias por siempre sacar las garras por mí, por defenderme sin dudar y por haber sabido valorar el esfuerzo y la dedicación que he puesto en este camino, reconociendo cada logro y cada avance.

A mi novio, a quien conocí aquí, en esta universidad, le estoy infinitamente agradecida desde el primer momento. Siempre estuviste ahí para mí, con una paciencia inagotable, con tu capacidad de escuchar y con una contención única. Fueron muchas noches de desvelo compartidas y mucho crecimiento vivido juntos. Eres mi cómplice eterno, la persona con quien puedo ser yo en mi máxima expresión. Eres un ser de luz que llegó a mi vida y que, cada día, me recuerda que la vida es hoy, que las preocupaciones son mínimas y que, siendo tan pequeños frente al mundo, lo verdaderamente importante es vivir y aprovechar cada momento. Junto a ti, todo es mejor. Gracias por acompañarme en cada etapa de este proceso. Sin ti, sinceramente no sé si habría podido llegar hasta aquí. Fuiste quien me dio fuerzas cuando más las necesité, incluso en esos momentos en que sentí que ya no podía más con la universidad. Gracias por acompañarme siempre.

A mi suegra, quien se convirtió en una segunda mamá, gracias por permitirme compartir con su familia y por abrirme un espacio en ella. Gracias por permitirme conectar con usted, por consolarme más de una vez frente a alguna que otra prueba, y por enseñarme, con su ejemplo, la paciencia y la templanza que la caracterizan.

A mi partner máxima de la universidad, mi querida Kathy. Tú, más que nadie, comprendes el proceso por el que pasamos. Gracias a la vida por permitirme coincidir contigo y por todos esos trasnoches de estudio, entre risas y copuchas, que hicieron el camino mucho más ameno. Gracias infinitas por acompañarme.

A mis profesores, por impulsarme, acompañarme y hacer de este proceso un camino más humano y cercano. Agradezco especialmente a quienes supieron escuchar, comprender y creer en mí, y a quienes, con su apoyo y confianza, marcaron etapas importantes de mi formación.

A mi perrito Lilac por llenar mis días de alegría; y a mis amigos, a todos quienes han pasado por mi vida, los que siguen presentes y los que ya cumplieron su etapa. Gracias por cada momento compartido y por cada pequeño aporte que, de una u otra forma, me trajo hasta aquí.

Y finalmente, gracias a la Javi pequeña. Mira lo que has logrado, mira dónde estamos hoy. Gracias por tu perseverancia y honestidad. Fuiste fuerte incluso cuando no lo sabías. Quién hubiera pensado que esa niña llegaría a ser ingeniera. **Just go on.**

11 Referencias Bibliográficas

Aguas del Valle. (2023). *Tarifas Aguas del Valle.* https://www.aguasdelvalle.cl/personas/necesito-ayuda/tus-boletas-y-cobros/tarifas/

Cabaña Alvear, G., Díaz Muños, M., Glatz Brahm, P., Leiva Crispi, B., & Mascaró Cáceres, F. (2023). *HIDRÓGENO ¿VERDE?* https://h2verde.netlify.app/.

Catálogo técnico de tuberías de acero al carbono ASME B31. (2004).

Catálogo técnico de tuberías de polietileno de alta densidad (HDPE), conforme a la norma ISO 4427. (2007).

Correa, M., Barría, A.-C., Maluenda, Q.-B., Design, P., & Escobar, P. (2020). *Chile, a clean energy provider for a carbon neutral planet GREEN HYDROGEN STRATEGY*.

Edición Ing Nelson Santiago Chuquín Vasco, P., Ing Juan Pablo Chuquín Vasco, M., Ing Daniel Antonio Chuquín Vasco, M., Ing Carmen Luisa Vázquez, D., & Antonio Caravacas, I. (2019). *Hidráulica en Tuberías y Accesorios (Válvulas Industriales): Pérdidas, Casos reales de Aplicación y Selección de Bombas Centrífugas*. www.cidecuador.com

Energy Council Hydrogen Working Group, C. (2019). *AUSTRALIA'S NATIONAL HYDROGEN STRATEGY*.

Eterovic Martí, D. M. (2022). Avances y desafíos en torno a la regulación del hidrógeno verde en Chile. *Revista Derecho Aplicado - LLM UC*, *10*. https://doi.org/10.7764/rda.10.49971

Ferro, G., & Lentini, E. (2010). Economías de escala en los servicios de agua potable y alcantarillado. *Comisión Económica Para América Latina y El Caribe (CEPAL)*.

García, N., Vivanco, E., & Torres, R. (2020). *Desarrollo del mercado de Hidrógeno verde en Chile*.

Global Petrol Prices. (2025). *Chile electricity prices-business*. Global Petrol Prices. https://www.globalpetrolprices.com/Chile/electricity_prices/

International Energy Agency, I. (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. www.iea.org/t&c/

Ministerio de Energía de Chile. (2024). *plan_de_accion_hidrogeno_verde_2023-2030*.

Ministries of Energy and Mining. (2021). *Chile's Green Hydrogen Strategy and investment opportunities*.

Muñoz, J. (2024). *Curso CIV349 "Proyecto Hidráulico" Clase 3: Hidráulica de Transporte de Pulpas I*.

Norma chilena NCh 1105. (2019). https://www.studocu.com/cl/document/universidad-catolica-de-temuco/hidraulica-ii/nch-1105-of-2019-ingenieria-sanitaria-alcantarillado-de-aguas-residuales-diseno-y-calculo-de-redes/34258607

Ortiz, J. (2024). *Diseño de una Planta de Hidrógeno Verde mediante Energía Solar y Ósmosis para la Sostenibilidad Energética*.

Potable Alcantarillado, A. (2019). *Manual de Agua Potable, Alcantarillado y Saneamiento Datos Básicos Para Proyectos de*. www.conagua.gob.mx

Puerto Armonía. (2024). *Puerto Armonía: G-H2. Executive Resume engv brochure*.

SEA Primera Edición. (2022). *CRITERIO DE EVALUACIÓN EN EL SEIA: INTRODUCCIÓN A PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE*.

Sotelo, G. (1994). Hidráulica General. In *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 1).

Sotelo, G. (2018). Hidraulica General. In *Angewandte Chemie International Edition, 6(11), 951–952.*

Teller Eric. (2023). *The Element at the End of the World: Chile's Green Hydrogen Strategy and the Global Energy Transition*.

12 Anexo

12.1 Variables fundamentales y continuidad del caudal

Sea un tramo de tubería de longitud L [m] y diámetro interior D [m], por el cual escurre un caudal Q [m³/s]. La velocidad media del flujo se puede obtener, como lo describe Sotelo (1994), a partir de la ecuación de continuidad, aplicada a una sección circular y se define como el caudal Q [m³/s] que atraviesa uniformemente una superficie de área A [m²] en una dirección perpendicular a la misma.

$$\mathbf{V} = \frac{\boldsymbol{Q}}{\boldsymbol{A}} = \frac{\boldsymbol{4\,Q}}{\boldsymbol{\Pi\, D^2}} \tag{1}$$

En un troncal conjunto, el caudal decrece aguas abajo de cada punto de derivación ($Q_{0-1} > Q_{1-2} > Q_{2-3} > \cdots$) mientras que los ramales independientes operan con su caudal propio, típicamente constante. Esta estructura condiciona la elección de diámetros: el troncal suele dimensionarse con diámetros mayores aguas arriba y menores aguas abajo, coherentes con la reducción de Q [m³/s].

12.2 Energía y línea piezométrica

En un punto dado, la altura piezométrica o energía especifica por unidad de peso del fluido es:

$$\boldsymbol{H} = \frac{\boldsymbol{p}}{\boldsymbol{\gamma}} + \boldsymbol{z} + \frac{\boldsymbol{v^2}}{\boldsymbol{2g}} \tag{2}$$

Donde p es la presión, $\gamma = \rho g$ el peso específico, z la cota geométrica y g la aceleración de gravedad. Entre dos puntos 1 (aguas arriba) y 2 (aguas abajo), el balance de energía se expresa como:

$$\boldsymbol{H_1 - H_2 = h_f + h_s + h_{est}} \tag{3}$$

Donde:

h_f: pérdidas de fricción en la tubería

h_s: pérdidas singulares

$h_{est} = z_1 - z_2$ la carga estática.

12.3 Pérdidas de energía

Por una parte, se tiene que las perdidas por fricción en un tramo recto se modelan con Darcy-Weisbach:

$$\boldsymbol{h_f = f\frac{L}{D}\frac{v^2}{2g}} \tag{4}$$

Siendo $f$el factor de fricción dependiente de la rugosidad relativa ε/D y del régimen de flujo; número de Reynolds, que se expresa como:

$$\boldsymbol{R_e = \frac{VD}{\nu}} \tag{5}$$

Donde V [m/s] corresponde a la velocidad, D [m] el diámetro interno y ν la viscosidad cinemática [m²/s]. Para conducciones a presión de gran diámetro y caudales propios de acueductos, el régimen turbulento es habitual (Sotelo, 1994), y el factor f puede obtenerse mediante:

Colebrook–White (implícita):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2log_{10}\left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}}\right) \tag{6}$$

Swamee–Jain (explicita, útil para dimensionamiento preliminar):

$$f = \frac{0.25}{\left[log_{10}\left(\frac{\varepsilon}{3.7D}+\frac{5.74}{Re^{0.9}}\right)\right]^2} \quad (7)$$

La rugosidad absoluta ε depende del material y su estado: en HDPE se emplean valores del orden 10^{-5}, mientras que en acero comercial son típicos del orden $5x10^{-5}$. La selección de ε incide directamente en f y, por tanto, en h_f.

Por otra, en etapas tempranas, cuando la ingeniería de detalle no ha fijado la totalidad de accesorios, es aceptable aproximar las perdidas singulares como una fracción de las perdidas friccionales (Edición Ing Nelson Santiago Chuquín Vasco et al., 2019)

12.4 Presiones admisibles

El material introduce, además, restricciones de resistencia. En HDPE (familia ISO 4427), la clase PN a 20°C y el SDR determinan la presión admisible; debe verificarse que la presión de operación calculada sea ≤ a la presión admisible ajustada por temperatura y factores de diseño. En acero, la verificación puede plantearse mediante la presión admisible en función del espesor e [m], el diámetro exterior D_e[m], el límite de fluencia del material E [psi] y factores de diseño (de material f y de soldadura F):

$$P_{adm} = \frac{e(2\,f\,F\,E)}{D_e} \quad (8)$$

Cuando se requiera expresar presiones en metros de columna de agua se utiliza la conversión aproximada 1 psi≈0,703 [mca].

12.5 Potencia

El requerimiento energético de bombeo puede estimarse a partir del caudal Q [m³/s], la altura manométrica total H_T [m], la eficiencia η, la densidad del fluido ρ [kg/m³] y la gravedad g [m/s²]:

$$P = \frac{\rho\, g\, Q\, H_T}{\eta} \quad (9)$$

Esta relación vincula directamente la hidráulica (diámetros, pérdidas, topografía) con la energía y, por ende, con los costos operacionales de la conducción.

12.6 Estanques

El dimensionamiento del estanque asociado a cada estación de bombeo se basa en tres componentes: volumen útil de regulación, sumergencia mínima en succión y revancha superior. El volumen total resulta de sumar el volumen útil más el volumen geométrico asociado a la sumergencia y revancha.

Para dimensionar el estanque de regulación se adopta un tiempo operativo de retención t_r [min] y se estima el volumen útil $V_{útil}$ [m³] como el producto del caudal de diseño por dicho tiempo. En forma equivalente y para mantener consistencia dimensional, puede expresarse con Q en [m³/s] o con Q en [L/min]:

$$V_{útil} = Q\left(\frac{m^3}{s}\right)(60t_r) = \frac{Q\left(\frac{L}{min}\right)t_r}{1000} \quad (10)$$

Cuando el caudal se distribuye en n líneas o estanques idénticos, el volumen útil por servicio resulta:

$$\boldsymbol{V_{útil,serv} = \frac{V_{útil}}{n}} \quad \textbf{(11)}$$

Con el volumen definido, se fija la sumergencia mínima en succión, que garantiza evitar vórtices, entrada de aire y cavitación; se toma el mayor entre un criterio hidráulico y uno geométrico:

$$\boldsymbol{S = max\ (0.2 + \frac{v^2}{2g}; 2.5d + 0.1)} \quad \textbf{(12)}$$

donde v es la velocidad en la succión en [m/s], d el diámetro interno de succión [m] y $g = 9.81$[m/s²] correspondiente a la aceleración de gravedad.

En complemento, se reserva una revancha para absorber oscilaciones del nivel asociadas al flujo, que se modela con la energía cinética local:

$$\boldsymbol{rev = \frac{v^2}{2g}} \quad \textbf{(13)}$$

Con estos componentes, la altura de diseño del estanque resulta de sumar sumergencia, revancha y la altura de agua correspondiente al volumen útil sobre el área transversal del cilindro $A = \pi D^2/4$ siendo D el diámetro interno en [m], se tiene una altura de estanque Hd expresada como:

$$\boldsymbol{Hd = S + rev + \frac{Útil}{A}} \quad \textbf{(14)}$$

Finalmente, el volumen total requerido incorpora, además del volumen útil, el volumen geométrico asociado a la suma entre la sumergencia y revancha, y se expresa de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{V_{total} = V_{útil} + A(S + rev)} \quad \textbf{(15)}$$

12.7 Energía anual

La energía eléctrica anual se obtiene multiplicando la potencia requerida en cada punto de bombeo por las horas de operación en el año, sumando el aporte de todos los equipos presentes en el sistema.

$$\boldsymbol{E_{anual}[kWh/año] = \sum_i P_i * h_{año}} \quad \textbf{(16)}$$

Donde:

P_i es la potencia del equipo o tramo i[kW]

$h_{\text{año}}$ es el número de horas de operación en un año [h/año]

12.8 Costo de energía (OPEX energético)

El costo energético anual corresponde al producto entre la energía consumida y el costo unitario de la energía.

$$\boldsymbol{OPEX\ energia\ [\$/año] = E_{anual} *\ c_e} \quad \textbf{(17)}$$

Siendo:

E_{anual} : energía consumida en el año [kWh/año]

c_e: costo unitario de la energía [$/kWh]

12.9 Detalle del cálculo del valor actual de costos

Horizonte (años)	15					
tasa de descuento	0.07					
Escenario	año	Inversión Inicial (CAPEX) MM$	costo energía electrica MM$/año	mantenimiento MM$/año	Costo total anual MM$	Valor actual de costos
	0	$567,774	0	0	$567,774	
	1		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	2		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	3		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	4		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	5		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	6		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	7		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	8		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	9		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	10		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	11		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	12		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	13		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
	14		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	
Individual	15		$ 5,750	$ 2,747	$ 8,498	$645,170.08
	0	$492,625	0	0	$492,625	
	1		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	2		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	3		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	4		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	5		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	6		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	7		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	8		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	9		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	10		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	11		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	12		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	13		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
	14		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	
Conjunto	15		$ 5,328	$ 2,284	$ 7,612	$ 561,954.49

A continuación, se adjuntan, los archivos Excel con los cálculos realizados:

PERDIDAS trayectos independientes final a

PERDIDAS trayectos independientes hdpe.

sistema conjunto mezclado.final.xlsx