



Universidad de Concepción
Facultad de Ciencias Ambientales
Ingeniería Ambiental



**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE
IMPLEMENTAR PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE PARA
RECUPERAR LOS VERTIMIENTOS DE ENERGÍA SOLAR EN LA
REGIÓN DE ANTOFAGASTA.**

Habilitación presentada a la Facultad de Ciencias Ambientales de la
Universidad de Concepción para optar al título profesional de

Ingeniero Ambiental

POR
SEBASTIÁN ENRIQUE ARJONA BOCAZ

Concepción, Chile
Marzo 2024



Universidad de Concepción
Facultad de Ciencias Ambientales
Ingeniería Ambiental



**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE
IMPLEMENTAR PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE PARA
APROVECHAR LOS VERTIMIENTOS DE ENERGÍA SOLAR EN LA
REGIÓN DE ANTOFAGASTA.**

Tesis presentada a la Facultad de Ciencias Ambientales de la
Universidad de Concepción para optar al título profesional de

Ingeniero Ambiental

SEBASTIÁN ENRIQUE ARJONA BOCAZ

Profesor guía: Dr. Pedro Arriagada Sanhueza

Profesor co-guía: Prof. Dr. Raimund Brotsack



Concepción, Chile
Marzo 2024

*Para mi madre, padre, hermano, tíos, abuelos,
profesores guía y co-guía, colaboradores externos,
y amigos, que siempre estuvieron en este proceso de crecimiento y aprendizaje.*

“Análisis de factibilidad técnico-económica de implementar un sistema de almacenamiento H2V para aprovechar vertimientos solares en el norte de Chile”

<p>Profesor Guía: Dr. Pedro Arriagada Sanhueza</p>	
<p>Profesor Co-Guía: Dr. Raimundo Brotsack</p>	
<p>Profesor Comisión: Dr. Ricardo Barras Ríos</p>	

CONCEPTO: APROBADO CON DISTINCIÓN MÁXIMA

Conceptos que se indica en el Título

- ✓ Aprobado por Unanimidad : (En Escala de 4,0 a 4,9)
- ✓ Aprobado con Distinción (En Escala de 5,0 a 5,6)
- ✓ Aprobado con Distinción Máxima (En Escala de 5,7 a 7,0)

Concepción, marzo 2024

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	v
RESUMEN	ix
1. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO	11
1.1. Antecedentes de Energía en el mundo	11
1.2. Necesidad de Almacenamiento energético Chile	12
1.3. Tecnologías de conversión Power-to-Gas (Hidrógeno)	21
1.4. Power-to-Green H ₂ complementado con Energía solar	29
1.5. Actuales Proyectos Power to Green Hydrogen (PtGH) en Chile y oportunidades	34
2. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS	40
2.1. Hipótesis	40
2.2. Objetivo General.	40
2.3. Objetivos Específicos.	40
3. METODOLOGÍA	41
3.1. Área de Estudio	41
3.2. Pre-Diseños de Planta PtGH	45
3.3. Evaluación técnica PowertoX	54
3.4. Evaluación Económica	71
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	78
4.1. Modelo conceptual para el prediseño de una planta H ₂ V	78
4.2. Prediseño H ₂ V para vertimiento solar	78
4.3. Resultados optimización técnica (Por escenarios)	80
4.4. Resultados optimización económica (por escenarios)	97
4.5. Fluctuación precio de venta hidrógeno verde por incentivos de CAPEX.	103
5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES	105
6. REFERENCIAS	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tabla comparativa de eficiencia de sistemas de producción de H ₂	30
Tabla 2. Diagnóstico Fotovoltaico Región de Antofagasta	45
Tabla 3. Criterios Logísticos y Ambientales para selección de emplazamiento	46
Tabla 4. Detalles PFV Enel Green Power	48
Tabla 5. Especificaciones Tecnología PFV Finis Terrae	50
Tabla 6. Detalles Generación PFV Finis Terrae	60
Tabla 7. Parámetros de Vertimientos PFV Finis Terrae	61
Tabla 8. Comparación Tecnologías de Electrólisis	63
Tabla 9. Silyzer 300 Factsheet	64
Tabla 10. Parámetros de entrada de agua al electrolizador	67
Tabla 11. Parámetros de Evaluación Financiera	74
Tabla 12. Resultados producción de hidrógeno escenario energía disponible	83
Tabla 13. Resultados almacenamiento hidrógeno escenario energía disponible	86
Tabla 14. Resultados producción de hidrógeno escenario Vertimientos	88
Tabla 15. Resultados almacenamiento hidrógeno escenario Vertimientos	90
Tabla 16. Resultados producción de hidrógeno escenario Mixto	94
Tabla 17. Resultados almacenamiento hidrógeno escenario Mixto	97
Tabla 18. Capital Expenses	97
Tabla 19. Costos Operacionales en euros OPEX (MM €)	97
Tabla 20. Indicadores de Rentabilidad Económica	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución capacidad instalada ERNC noviembre 2022	13
Figura 2. Gráfico de participación acumulada de fuentes de energía	14
Figura 3. Capacidad Instalada hasta octubre 2023, por sistema de transmisión eléctrico nacional	15
Figura 4. Radiación Solar Incidente en Chile	16
Figura 5. Gráfico de vertimientos eléctricos geolocalizados en Chile	18
Figura 6. Sistemas de almacenamiento de energía, escala-duración	20
Figura 7. Hidrógeno según fuentes de producción	21
Figura 8. Cadena de Valor Power-to-Gas	23
Figura 9. Costos esperados de producción de H ₂ en Chile y principales países productores	27
Figura 10. Esquema General Power-to-GreenH ₂ Renovable	31
Figura 11. Electrolizador Alcalino	32
Figura 12. Electrolizador de Membrana Polimérica (PEM)	32
Figura 13. Costo nivelado de hidrógeno verde proyectado	35
Figura 14. Distribución Administrativa Antofagasta	42
Figura 15. Diagnóstico fotovoltaico Antofagasta	44
Figura 16. Puntos de interés fotovoltaicos Power-to-x	47
Figura 17. Parque Solar Finis Terrae	49
Figura 18. Alcance propuesto para sistema power-to-hydrogen	51
Figura 19. Alcances de algoritmo power-to-methane a power-to-H ₂	56
Figura 20. Producción Fotovoltaica PFV Finisterrae 2022	58
Figura 21. Producción Semana 1, diciembre 2022 PFV Finis Terrae	59
Figura 22. Producción Semana 1 agosto 2022 PFV Finis Terrae	59
Figura 23. Vertimiento comparado con producción PFV Finisterrae 2022	61
Figura 24. Relación entre la capacidad del electrolizador y la capacidad de fuente de energía renovable	62
Figura 25. Electrolizador PEM Silyzer 300	64
Figura 26. Niveles de análisis de coste	72
Figura 27. Mapa emplazamiento planta hidrógeno verde	78
Figura 28. Zoom-in mapa de emplazamiento planta de hidrógeno verde	79
Figura 29. Producción de Hidrógeno Verde Solar PFV Finis Terrae 2022	81
Figura 30. Perfil de producción semana verano-invierno PFV Finis Terrae 2022	82
Figura 31. Perfil de almacenamiento para Hidrógeno Verde	84
Figura 32. Perfil de almacenamiento semana Invierno-verano para Hidrógeno Verde	85

Figura 33. Producción de Hidrógeno Verde a partir de vertimientos PFV Finis Terrae 2022	87
Figura 34. Perfil semanal verano-invierno H ₂ por vertimientos PFV Finis Terrae 2022	88
Figura 35. Perfil de Almacenamiento Hidrógeno Verde por Vertimientos	89
Figura 36. Perfil de Almacenamiento de Hidrógeno Verde por Vertimientos, semana Verano-invierno	90
Figura 37. Modelación Hidrógeno Verde fotovoltaico y Vertimientos Eléctricos	92
Figura 38. Modelación Hidrógeno Verde fotovoltaico y Vertimientos Eléctricos Verano-invierno	93
Figura 39. Perfil de almacenamiento hidrógeno verde en escenario híbrido	95
Figura 40. Perfil de almacenamiento para semana verano-invierno	96
Figura 41. Comparación LCOH sin proceeds	99
Figura 42. Comparación LCOH con proceeds	100
Figura 43. Análisis de Incentivo al CAPEX	103

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría comenzar con este apartado mencionando a Marie Curie con su gran frase: *“La vida no es fácil, para ninguno de nosotros. Pero... ¡qué importa! Hay que perseverar y, por sobre todo, tener confianza en uno mismo. Hay que sentirse dotado para realizar alguna cosa y que esa cosa hay que alcanzar cueste lo que cueste”*. Estas pequeñas palabras podrían ser el resumen completo de lo implicó llegar a este punto de mi carrera, y más aún del proceso vivido junto a las personas que me acompañaron en este camino.

En primer lugar quisiera manifestar un profundo agradecimiento a mi familia completa, nunca hubo un segundo de duda en ellos sobre mí y lo que podría ser capaz de lograr, apoyándome en momentos de debilidad e impulsándome en cada momento por sacar lo mejor de mí en cada tarea que me desempeñase. A mi Padre y Madre, que fueron esenciales siempre, los admiro ya que siempre hicieron lo que fuese por entregarnos a mí y a mi hermano la mejor educación posible, sin su apoyo y sustento sería imposible encontrarme hoy aquí. A mi hermano los mejores momentos de risa y bromas, que me ayudaron a alivianar la carga mental en el proceso de mi carrera universitaria. A mi abuela Yayi, que es un ejemplo de superación, resiliencia y enfoque, me inspira cada vez que atravieso una dificultad y me entrega fe para saber que puedo lograr todo lo que me propongo. A mi tata Nano también, siempre me deseó todo lo mejor y hoy decide acompañarme desde el cielo, entregándome fuerzas para cumplir con mi propósito desde la lejanía de mi hogar.

A mi profesor guía, el Dr. Pedro Arriagada, el cual fue un mentor de excelencia, no sólo para mi tesis, sino desde hace unos años atrás, en momentos de duda e incertidumbre sobre mi carrera personal y profesional. Siempre me dio consejos objetivos, aterrizados a la realidad y con fuerte motivación a generar un impacto positivo en cada proyecto. A pesar de haber escogido un tópico complejo y de relevancia internacional, siempre obtuve su apoyo y respaldo.

Este proyecto tampoco hubiese sido posible sin la colaboración del Prof. Dr. Raimund Brotsack, el cual sin haber colaborado previamente, me abrió las puertas con plena confianza para trabajar con él mano a mano, puso a mi disposición a un equipo

completo de científicos en conjunto con el Instituto Técnico de Deggendorf (THD) y el Technologiezentrum Energie (TZE) en Alemania, para desarrollar con excelencia el proyecto propuesto. Estoy profundamente agradecido ya que mis niveles de conocimiento y capacidades de campo hoy son extremadamente más altas gracias a su colaboración y aliento.

Agregado a esto, expresar mi agradecimiento al Equipo de Ciencia 2030 y Dirección de Relaciones Internacionales, por facilitar cada proceso, ofrecer ayuda y proveer de recursos en mi trabajo de cooperación internacional, desde emprendí un semestre en España hasta la finalización de mis estudios en Alemania. Gracias a ellos pude cumplir uno de mis grandes sueños en la vida y me ayudaron a que todos estos proyectos se dieran de alta y finalizaran en completo éxito.

Quisiera hacer una mención honrosa a todos los miembros de la Facultad de Ciencias Ambientales, todos los profesores y jefe de carrera que formaron parte en mi camino, aquellos que decidieron ayudarme siempre que lo solicité, extendiéndome una mano, muchas gracias por motivarme siempre, me enseñaron diferentes áreas del conocimiento y me abrieron las puertas para cooperar en la situación que fuese. También a todos los funcionarios, secretarías, administrativos y auxiliares, ustedes son los pilares en los que la facultad se sostiene, siempre estaré agradecido de su excelente disposición en atender cada trámite y cada situación que conciernen a la vida del estudiante. Por último, agradecer cálidamente a mis compañeros, estudiantes y amigos con quienes compartí y fueron parte de este proceso, fue un honor haber compartido con ustedes dentro de momentos con dificultades y muy buenas alegrías. Me quedo con lo mejor y les deseo todo el éxito para lo que venga en el futuro.

A todos los mencionados, mi firme compromiso es el continuo mejoramiento personal, y cada aspecto de mi ser se esforzará diligentemente para contribuir de manera positiva en cada proyecto o labor en el que me involuc

RESUMEN

En Chile, el desarrollo de las energías renovables, especialmente en proyectos de energía fotovoltaica y eólica, ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. Sin embargo, esta expansión ha generado desafíos debido a la variabilidad inherente de estas fuentes, que se caracterizan por fluctuaciones diarias, mensuales, estacionales e incluso anuales durante su operación. Esto ha llevado a pérdidas eléctricas considerables, principalmente por desconexiones en la red causadas por la congestión en la distribución de energía. Como resultado, Chile se ha visto obligado a promover la implementación de nuevas tecnologías para abordar estas variaciones y reducir las pérdidas económicas y energéticas en la red de distribución. Entre estas, se destacan las tecnologías de almacenamiento, que buscan aprovechar los excedentes generados por el sistema eléctrico nacional.

Diversas fuentes coinciden en señalar que las tecnologías power-to-gas son consideradas como una de las opciones más prometedoras para proporcionar estabilidad, flexibilidad y un mayor control a los sistemas de energía. Un elemento fundamental en este proceso es el hidrógeno, que actúa como el principal intermediario entre la electricidad generada y diversas formas de energía durante su conversión. Estos sistemas se destacan por su versatilidad, capacidad de implementación a gran escala y su adaptabilidad a diferentes mercados. Esto ha llevado a Chile hacia el fuerte impulso de power-to-gas en el territorio.

La región de Antofagasta presenta condiciones realmente óptimas para el desarrollo de power-to-gas combinado con energía solar, esta última se ve favorecida al tener una de las radiaciones solar más potentes a nivel mundial, haciendo que haya un gran volumen de producción energética y a precios muy competitivos. Es por esto, que este estudio evalúa técnica y económicamente la opción de implementar una planta de producción de hidrógeno verde para poder aprovechar los vertimientos eléctricos de las plantas solares en la región, considerando criterios socioambientales.

Para determinar la viabilidad técnica de la implementación de planta de hidrógeno verde, se usó un modelo programado en Excel, bajo la cooperación del Instituto Técnico de Deggendorf en los laboratorios del Technologiezentrum Energie (TZE), para generar el dimensionamiento de los escenarios, estimar la producción, rendimiento y aprovechamiento de los sistemas implementados. Se utilizó la disponibilidad energética del Parque Fotovoltaico Finis Terrae para 2022 a escala horaria, obtenidas desde el Coordinador Eléctrico Nacional, el cual provee también de los vertimientos eléctricos reportados para ese mismo periodo. La evaluación económica consistió en valorizar cada escenario mediante flujos de caja que permitieron comparar cada alternativa a través de los indicadores de rentabilidad VAN, TIR y PRI (“pay back”).

La investigación abordó la evaluación de tres escenarios para la producción de Hidrógeno Verde, utilizando distintas fuentes: (a) energía solar disponible, (b) vertimientos energéticos, y (c) una combinación de vertimientos y energía solar disponible, solo en momentos sin desperdicios eléctricos. Se identificó que el escenario óptimo en términos económicos y de producción es aquel que emplea energía solar disponible sin vertimientos, aunque implica desconectar un 30% de capacidad en la red de distribución. Es importante resaltar que los escenarios que emplean energía solar y una combinación de vertimientos y energía solar muestran un tiempo de funcionamiento del electrolizador cercano al 100%, siendo el escenario mixto el de mayor rendimiento.

Para el escenario mixto, se llevó a cabo una evaluación del precio del hidrógeno en el mercado. Inicialmente, se estableció que el precio podría ser de 3.2 €/kg H₂ sin afectar la rentabilidad, con un período de retorno de inversión de 7 años sin incentivos o subvenciones al CAPEX. No obstante, el precio de venta del hidrógeno en este proyecto podría reducirse significativamente, llegando a 1.8 €/kg, especialmente con el respaldo de subvenciones. Esta combinación de factores posiciona al escenario mixto como una solución integral que equilibra eficazmente los aspectos técnicos y económicos para la producción de hidrógeno verde en la región.

Asimismo, se identifican posibles áreas de investigación futuras relacionadas con la demanda energética, uso de agua para la producción de hidrógeno verde y aprovechamiento de calor y oxígeno como subproductos de la electrólisis de agua.

El presente estudio demostró que la implementación de proyectos de hidrógeno verde en la región de Antofagasta es una alternativa muy atractiva no solo para almacenar energía eléctrica en desperdicio, sino que también es una fuente de diversos combustibles limpios y tipos de energía de carácter renovable, representando una fuerte contribución a las metas de descarbonización la matriz energética chilena, ayudando a la seguridad y estabilidad de esta misma, y finalmente, contribuyendo a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde que tiene como principal objetivo posicionar a Chile como el país con el hidrógeno verde más barato a nivel mundial.

1. ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

1.1. Antecedentes de Energía en el mundo

En la actualidad, el panorama energético mundial se divide principalmente en tres categorías: fuentes de energía fósil, renovable y de fisión. Las fuentes de energía fósil incluyen el petróleo, gas natural, carbón y arenas bituminosas; las renovables abarcan la biomasa, solar, eólica, geotérmica e hidroeléctrica continental y marina; las de fisión se basan en el uranio y torio.

Las reservas de petróleo conocidas se estiman agotarse en menos de 50 años al ritmo actual de consumo. En los países desarrollados, se observa una tendencia hacia el uso de tecnologías modernas de conversión eficiente de bioenergía, respaldadas por una variedad de biocombustibles que actualmente son más competitivos en precio que los combustibles fósiles (Vieira, A., Ordoñez, 2021).

Es crucial destacar que la disminución de las reservas de recursos fósiles está generando un aumento en los precios de estos combustibles y creando incertidumbre sobre la capacidad de suministro en el futuro. Si el índice de aumento del consumo energético anual del 2% persiste, se proyecta que el consumo se duplique para el año 2035 en comparación a 1998 y se triplique para el 2055 (UNDP, 2000).

Las energías renovables emergen como una solución prometedora debido a su seguridad ambiental y su capacidad de regeneración constante (Vieira, A., Ordoñez, 2021). Estas fuentes se caracterizan por derivarse de recursos naturales que pueden regenerarse a una velocidad superior a la de su consumo, y generan significativamente menos emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con las fuentes fósiles que buscan reemplazar (Vieira, A., Ordoñez, 2021). Según el Consejo Europeo de Energías Renovables, se espera que aproximadamente la mitad de la energía global provenga de fuentes renovables para el año 2040 (EREC, 2006). Entre estas, las plantas fotovoltaicas experimentarán un notable desarrollo, aumentando su capacidad de 0.2 a 784 Mtoe, al igual que la energía eólica, que crecerá de 4.7 a 688 Mtoe en el período comprendido entre 2001 y 2040.

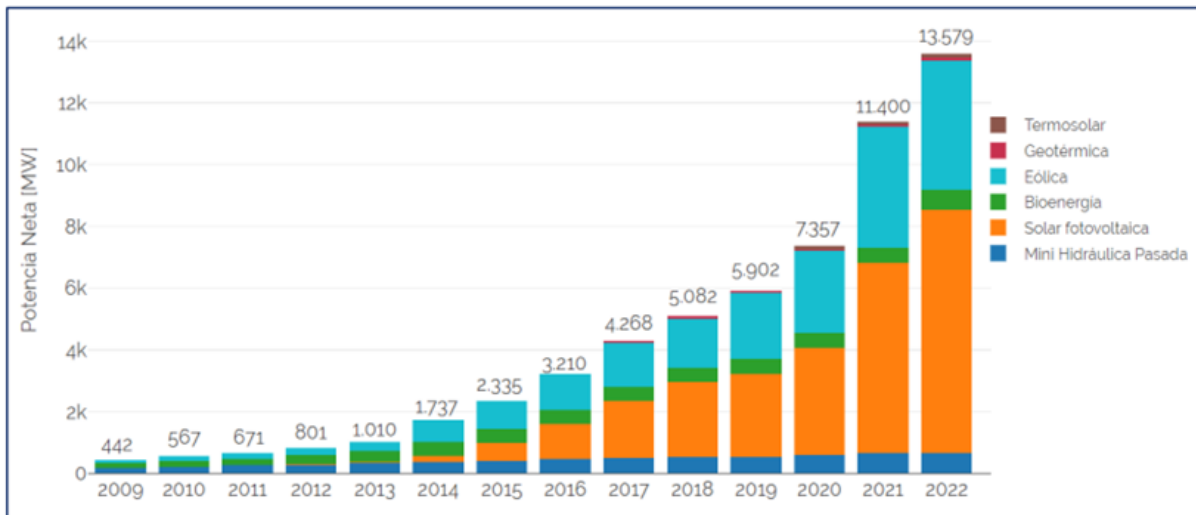
1.2. Necesidad de Almacenamiento energético Chile

1.2.1. Contexto ERNC Chile

Chile ha demostrado un firme compromiso con la reducción de las emisiones de carbono y la transición hacia una matriz energética más limpia. Esto se refleja en sus ambiciosas metas de descarbonización, que buscan disminuir significativamente la dependencia de los combustibles fósiles en la generación de energía. Estas metas han impulsado la inversión en Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y han llevado a la implementación de políticas y proyectos encaminados a alcanzar un sistema energético más sostenible y amigable con el medio ambiente (MinEnergía, 2015).

La capacidad de generación de energía renovable pasó de 801 MW en 2012 a 13.579 MW en 2022 (Ver Figura 1), siendo esta, el 41.0% de la generación total a nivel país. Además, la energía solar posee actualmente un 23.8% de la capacidad total en Chile, esperando que a 2030, la energía solar alcance el 30% de la capacidad instalada total, convirtiéndose en la primera fuente de energía eléctrica del país (ACERA, 2022).

Las regiones que más concentran la capacidad de producción ERNC son la Región de Antofagasta, con 28% (3.778 MW) del total; luego la Región de Atacama con 25% (3.450 MW) y en tercer lugar la Región de Coquimbo con 8% (1.109 MW) del total producido a nivel país (ACERA, 2022).



Considera SEN, de Aysén, de Magallanes e Isla de Pascua. Incluye centrales en operación y en pruebas.

Figura 1. Evolución capacidad instalada ERNC noviembre 2022.

Fuente: ACERA, 2022.

Este aumento tan significativo fue fomentado por diversas estrategias de políticas públicas y de inversiones privadas, que tienen como objetivo la independencia de la matriz energética chilena, ya que el país no cuenta con importantes fuentes de combustibles fósiles, lo que se ha reflejado en importantes aumentos de precios debido a la alta volatilidad del mercado de hidrocarburos y dependencia de conflictos geopolíticos externos al país (MinEnergía, 2015). Estas políticas públicas se han traducido en leyes que fomentan la eliminación de fuentes de energía contaminantes como las centrales a carbón, e.g. La Ley 20.257 de fomento a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC), se establece la meta de un 10% de ERNC al 2024 (MMA, 2012). Cifra que fue superada con creces al llegar a un total de 41% de potencia instalada de ERNC a nivel país al año 2022.

Sumado a lo anterior, la estrategia de transición energética ayuda a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) hacia la atmósfera, lo que disminuiría a su vez la contaminación del aire en las ciudades del centro-sur de Chile (MinsolEnergía, 2022). Por consiguiente, la disminución de gases de efecto invernadero en el aire a partir de 2021 se atribuye directamente a la implementación de fuentes de generación renovable, como se puede apreciar en la siguiente figura comparativa (Figura 2).

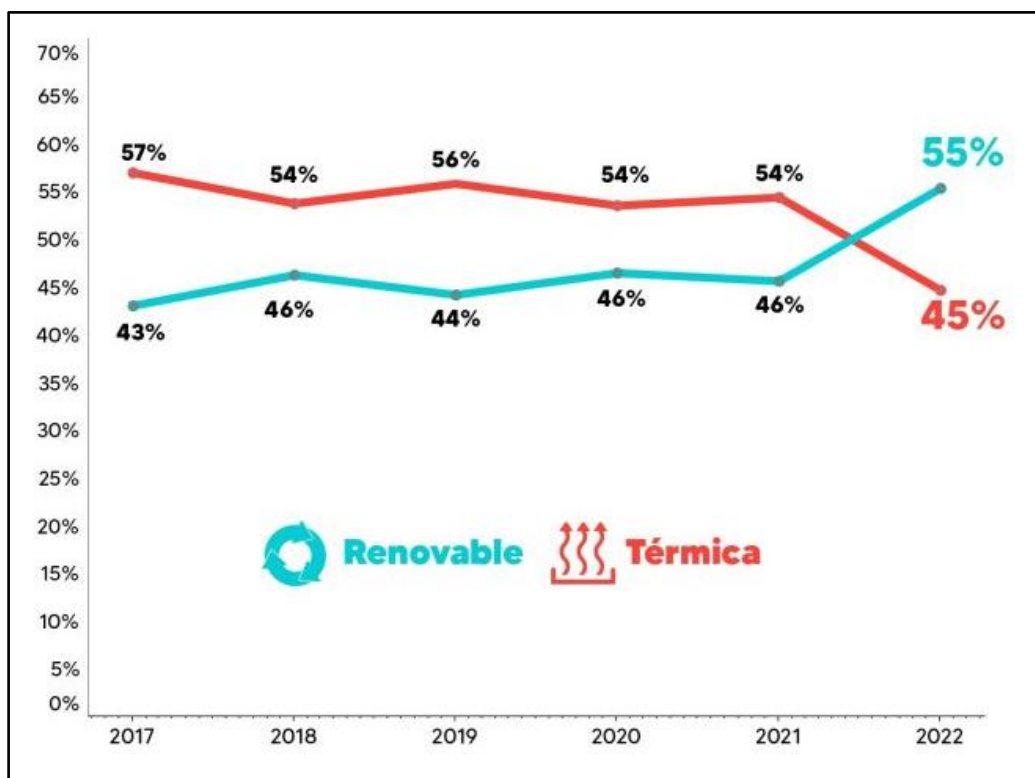
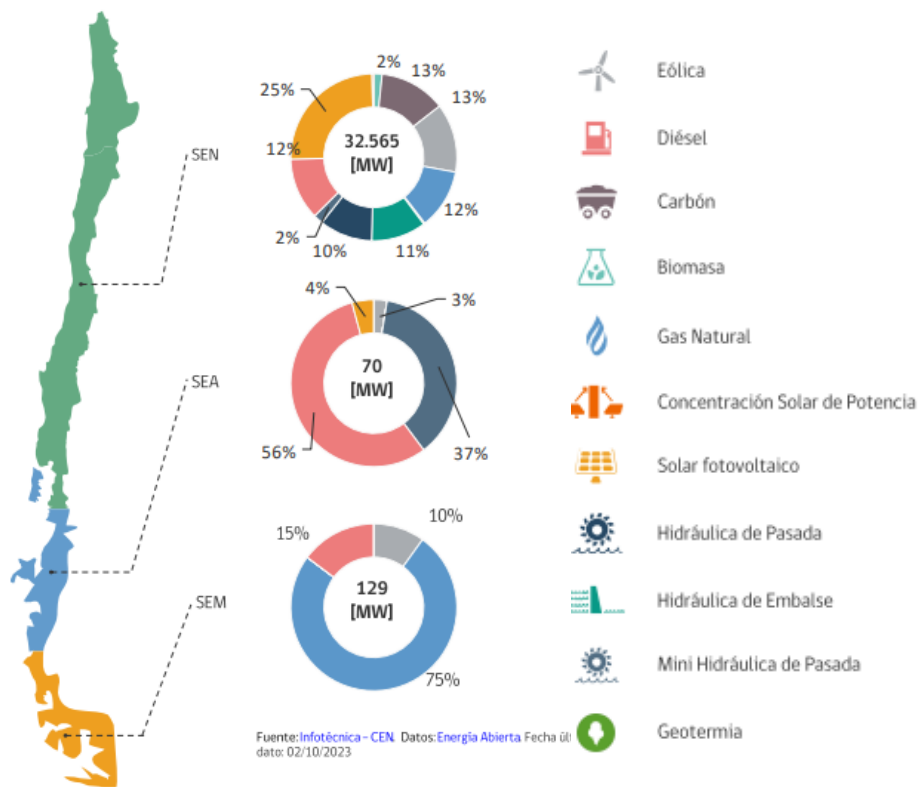


Figura 2. Participación de generación eléctrica Térmica y Renovable para el periodo 2017-2022.

Fuente: SPEC Chile, 2022.

En la Figura 2 se observa la proporción acumulada de generación eléctrica térmica y renovable en Chile, en la cual la energía de fuente renovable comienza a predominar por sobre la fuente térmica en el periodo comprendido entre 2021 y 2022. Debido a la reducción de la generación de energía de fuentes fósiles se disminuyó a su vez la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera (CO_2) en un 25% este mismo periodo, este porcentaje representa un aproximado de 8 millones de toneladas de CO_2 evitadas gracias a la transición recién mencionada (Generadoras A.G., 2022).

Además de esto, la distribución de proyectos ERNC en Chile es un aspecto fundamental que refleja la diversidad geográfica y climática del país. Diferentes zonas y regiones han aprovechado sus recursos naturales específicos, como la radiación solar en el norte y la energía eólica en el sur (Ver figura 3). Esta diversidad ha contribuido a una distribución equitativa y eficiente en las diferentes formas y métodos de producción de energía renovable.



Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	32.565	99,4%
SEA	69,79	0,2%
SEM	129,32	0,3%
Total	32.764	100%

Figura 3. Capacidad Instalada hasta octubre 2023, por sistema de transmisión eléctrico nacional.

Fuente: CNE, 2023.

En octubre de 2023, la capacidad instalada para generación eléctrica en Chile alcanzó los 32.764 MW (Figura 3). De este total, 32.565 MW, equivalentes al 99,5%, pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En el SEN, la energía fotovoltaica es la principal fuente renovable (25%) seguida de cerca por la hidráulica (11%) eólica (13%), el gas (12%) y el carbón (13). El restante 0,5% se distribuye entre el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA), donde la producción usando diésel e hidroelectricidad predominan, y Magallanes (SEM), con su producción mayoritaria en base a gas natural. La capacidad instalada a nivel nacional se clasifica en un 36,9% para la Termoelectricidad, un 20,9% para la hidroelectricidad convencional y un 42,2% para las ERNC (CNE, 2023).

En el caso de la abundante generación fotovoltaica, se debe a que Chile tiene un gran potencial de radiación solar a lo largo del territorio, alcanzado valores máximos de 7 y 7,5 kWh/m² en el Norte Grande de Chile (Revistaei, 2012), siendo la zona del mundo que recibe la mayor incidencia. Este potencial de radiación global horizontal ha sido un factor determinante en la expansión de proyectos solares en Chile, justificando así la predominancia de plantas fotovoltaicas y de concentración solar en la zona norte-centro del SEN. (Generadoras de Chile, 2014).

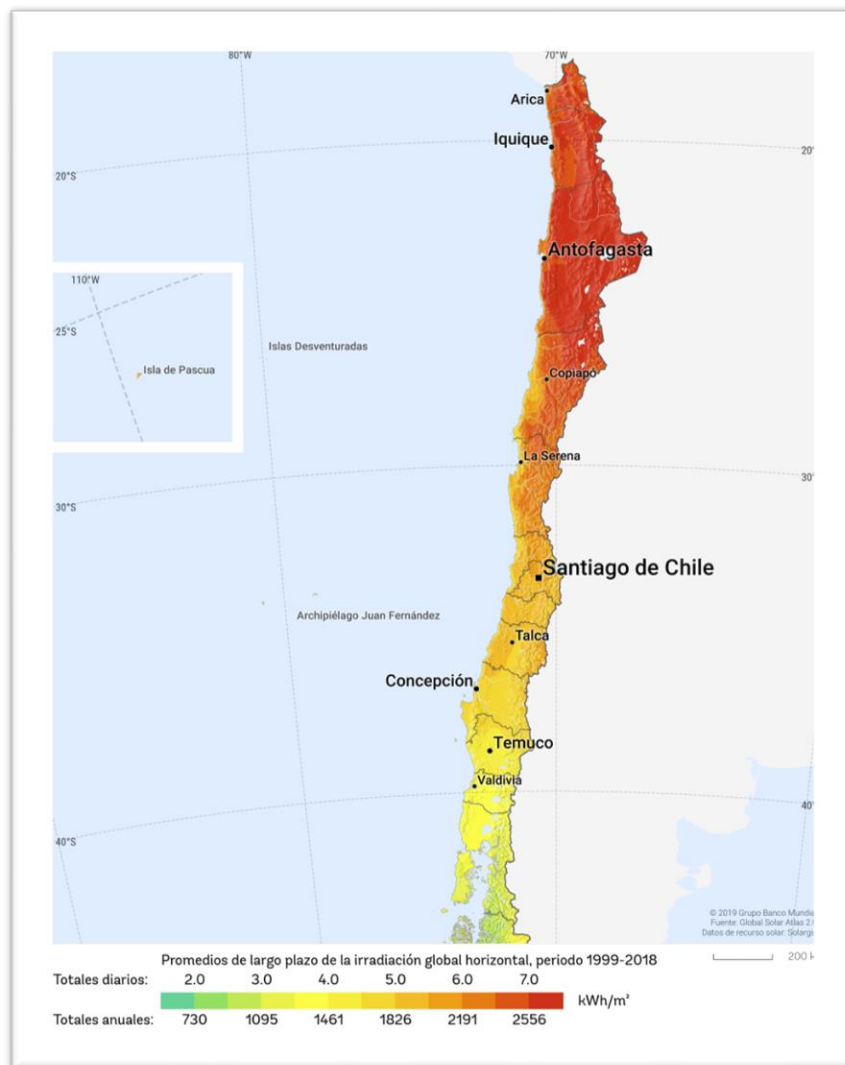


Figura 4. Radiación Solar Incidente en Chile.

Fuente: SolarGis, 2018.

1.2.2. Vertimientos eléctricos en Chile

Actualmente en Chile el explosivo crecimiento de generación eléctrica mediante fuentes solares y eólicas ha provocado una sobreproducción de electricidad que no es posible de evacuar en su totalidad por las líneas de transmisión eléctrica. Frente a esto, los generadores han tenido que reducir su producción (también llamado vertimiento eléctrico), provocando importantes pérdidas económicas para los proyectos. Se estima que la cifra de vertimientos energético ha aumentado en 225% en tan solo dos años (2021-2022), esperando que la cifra siga incrementando en los próximos años (Solek, 2023).

Debemos dimensionar el aumento mencionado de 225% de vertimientos respecto a 2021, equivale a 1,4 TWh. Esto es equiparable al consumo anual de electricidad de 600.000 hogares o a toda la generación eléctrica producida por las centrales diésel durante 2022. Teniendo en cuenta la implementación de 2.862 MW de ERNC en construcción en Coquimbo, de un total de 5.653 MW en todo el país, el incremento de los desacoples podrían llegar a cifras aún más alarmantes (Rojas, A., 2022).

El principal punto de congestión eléctrico (“cuello de botella”) se encuentra en la línea de transmisión Cardones-Polpaico que atraviesa Atacama, Coquimbo, Valparaíso y Santiago, con una extensión mayor a 700 km y un voltaje de 500 kV, esta conecta actualmente los antiguos sistemas interconectados central y del norte grande en uno solo llamado Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El problema consiste en que la mayor demanda se encuentra en la zona central de Chile, y el desarrollo de centrales fotovoltaicas se concentra en el desierto de Atacama. Por lo que, toda la potencia generada por las granjas solares debe fluir hacia el sur del país, saturando el sistema de transmisión y por lo tanto obligando a las centrales a reducir su potencia para así no dañar a la línea eléctrica (Guerra, G., 2022).

Vertimiento geolocalizado

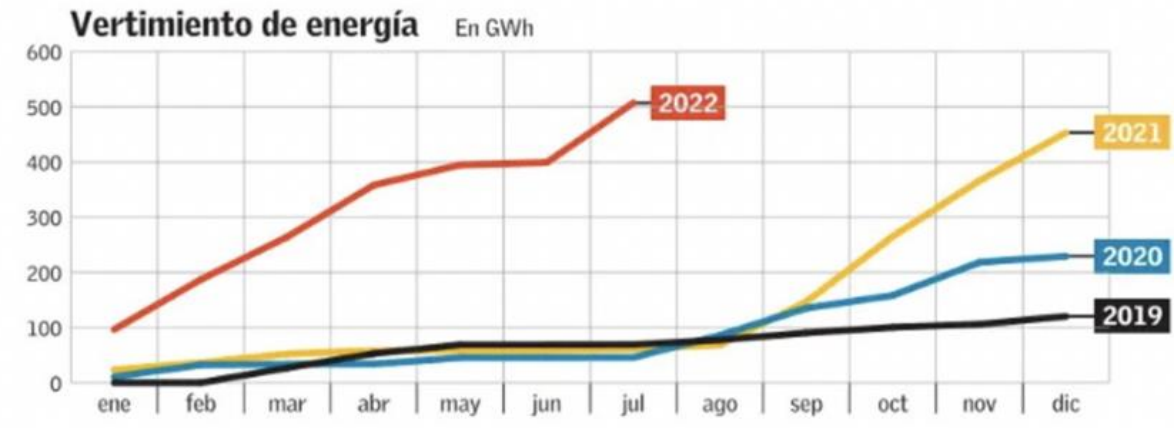
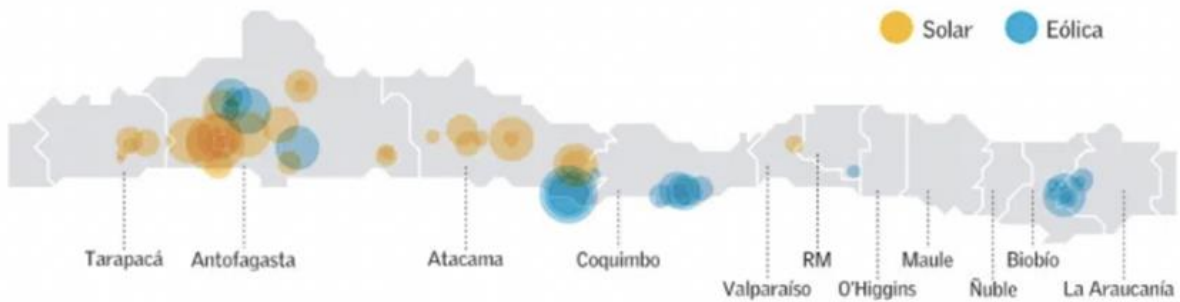


Figura 5. Gráfico de vertimientos eléctricos geolocalizados en Chile.

Fuente: SPEC Energy, 2022.

La Figura 5 muestra a nivel general los vertimientos eléctricos durante los años 2019 a 2022. En la imagen, se observa que solo en la mitad del año 2022 se superó la cantidad total de vertimientos registrados en 2021. Además, la sobreproducción eléctrica provoca una reducción en el costo marginal durante ciertas horas del día (principalmente entre las 11 y las 14 horas) llegando incluso a alcanzar precios de 0 USD/kWh. En 2022, se vertieron 774 GWh de energía renovable de producción variable, lo que equivale a 69 millones de USD. Además, se registraron 8.153 GWh de energía convencional y no convencional en vertimiento, equivalentes a 725 millones de USD (ACERA, 2022).

1.2.3. Alternativas de solución a los vertimientos

Se han planteado diversas soluciones para los vertimientos eléctricos, los que llegan a tener fluctuaciones de hasta 1000 MW en una misma hora, estas soluciones son principalmente: (1) Aumentar la capacidad de transmisión eléctrica, (2) Sistemas energéticos integrados y (3) Almacenamiento de Energía. En el caso de la expansión de la red eléctrica, se ha propuesto una licitación para la construcción de la línea Kimal-Lo Aguirre, la que conecta Santiago con la Región de Antofagasta a lo largo de 1.500 kilómetros, con una inversión estimada de US\$2.000 millones, sin embargo esta medida es de largo plazo y se ha retrasado notoriamente. En el caso de los sistemas energéticos integrados se ha propuesto un sistema que interconecte diversas fuentes de energía renovable, en 17 proyectos de expansión con una inversión total de US\$489 millones (Guerra, G., 2023).

Dentro de las medidas de solución a mediano-corto plazo para esta gran cantidad de energía se encuentra el almacenamiento de energía, cuyo objetivo es aprovechar la energía en excedencia. Estas soluciones de almacenamiento a gran escala se pueden visualizar junto a las demás existentes en la Figura 6.

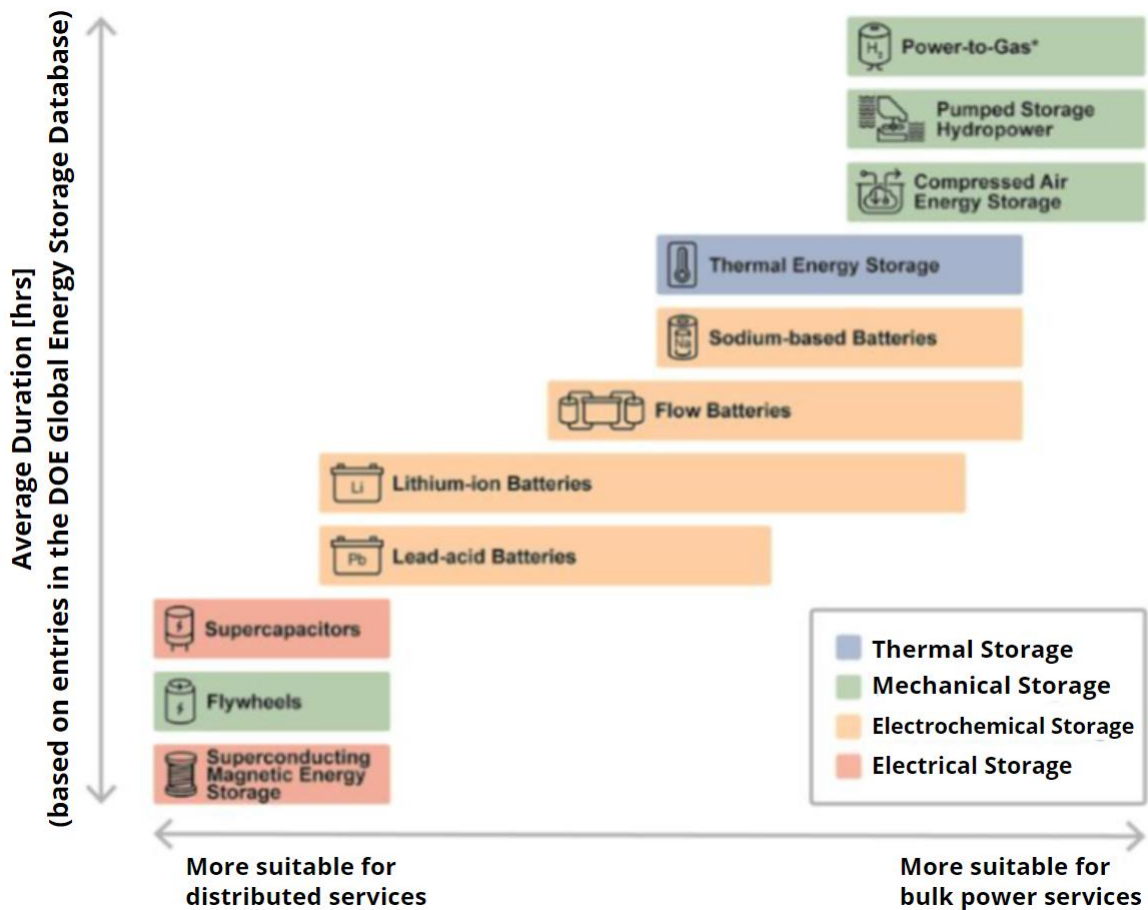


Figura 6. Sistemas de almacenamiento de energía, escala-duración.

Fuente: Bowen, T., 2021.

La Figura 6 muestra los diferentes tipos de tecnología actualmente utilizados para el almacenamiento energético, comparando la cantidad de tiempo en que la energía se puede almacenar con la capacidad energética o tamaño de los sistemas de almacenamiento. Existen cuatro tipos de clasificación para el almacenamiento según sus propiedades fisicoquímicas:

- Almacenamiento Térmico
- Almacenamiento Mecánico
- Almacenamiento Electroquímico
- Almacenamiento Eléctrico

Se indica que las tecnologías de Power-to-Gas (Energía-a-gas), son una potencial fuente de almacenamiento de energía de a gran escala (de 1 kW hasta varios GW) y

bajo costo (U.S. Department of Energy, 2014). Las principales alternativas de conversión de electricidad a gas son: metano, amonio e hidrógeno. El hidrógeno es considerado uno de los mejores candidatos debido a su versatilidad como materia prima en diferentes procesos industriales y productos relacionados con la generación de energía en forma de calor, electricidad y combustible. Además, la producción de amonio y metano a partir del hidrógeno previamente generado son también productos que considerar para la descarbonización de diferentes procesos (Bowen, T., 2021).

1.3. Tecnologías de conversión Power-to-Gas (Hidrógeno)

1.3.1. Características generales

La tecnología "Power-to-Gas" para el caso del hidrógeno implica la conversión de energía eléctrica en energía química, específicamente en forma de gas, mediante la electrólisis del agua. El gas de hidrógeno resultante puede utilizarse como materia prima para reconvertirse a otras fuentes de energía, por ejemplo, como combustible, aplicaciones industriales entre otras.

El hidrógeno puede tener varias vías de producción, desde fuentes fósiles de conversión hasta fuentes limpias para la atmósfera, estas fuentes de producción se separan por colores, los cuales se detallan en la siguiente figura:

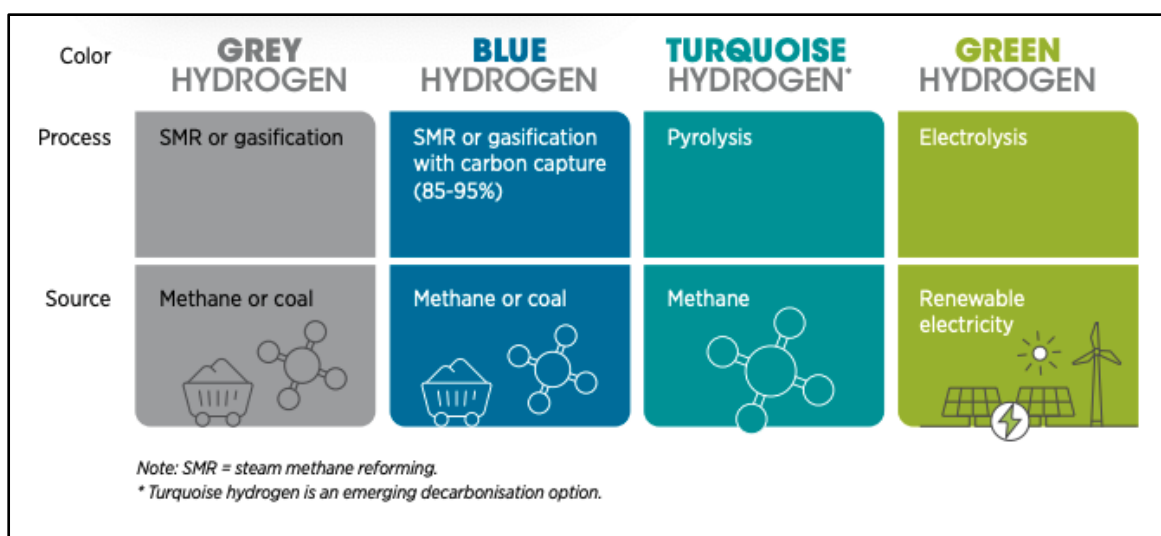


Figura 7. Hidrógeno según fuentes de producción

Fuente: IRENA, 2020.

La Figura 7 muestra las diferentes formas actuales de producción de hidrógeno, las cuales consisten en:

- Hidrógeno Negro, Gris y Marrón: La forma gris es la más común y es generada a partir del gas natural o metano, en el proceso llamado “reformado con vapor”. Este proceso genera menos emisiones que el H₂ negro o marrón, los cuales usan carbón bituminoso y de lignito respectivamente.
- Hidrógeno Azul: Es el hidrógeno obtenido a través del carbón o metano a partir del Reformado del Vapor o gasificación. La diferencia con el hidrógeno gris es que el azul implementa la captura del carbón, haciendo el proceso carbono neutral.
- Hidrógeno Turquesa: El hidrógeno turquesa se encuentra en fase experimental y se obtiene a través de la pirólisis del metano, lo cual podría ofrecer una solución fundamental para la descarbonización de procesos industriales.
- Hidrógeno Verde: Es el producido usando energía proveniente de excedentes de generación renovable, principalmente solar o aerogeneradores, los cuales se utilizan para separar el agua en dos átomos de hidrogeno y un oxígeno en un proceso llamado “Electrólisis”.

Existen otros colores actualmente que catalogan al hidrógeno, en fase experimental aún, e.g., el hidrógeno rosado, similar al hidrógeno verde, pero en vez de hacer uso de energía solar o eólica, se usa energía nuclear; o el hidrógeno que es generado a través del tratamiento de biomasa, con emisiones más bajas que las formas de hidrógeno recién mencionadas (IRENA, 2020).

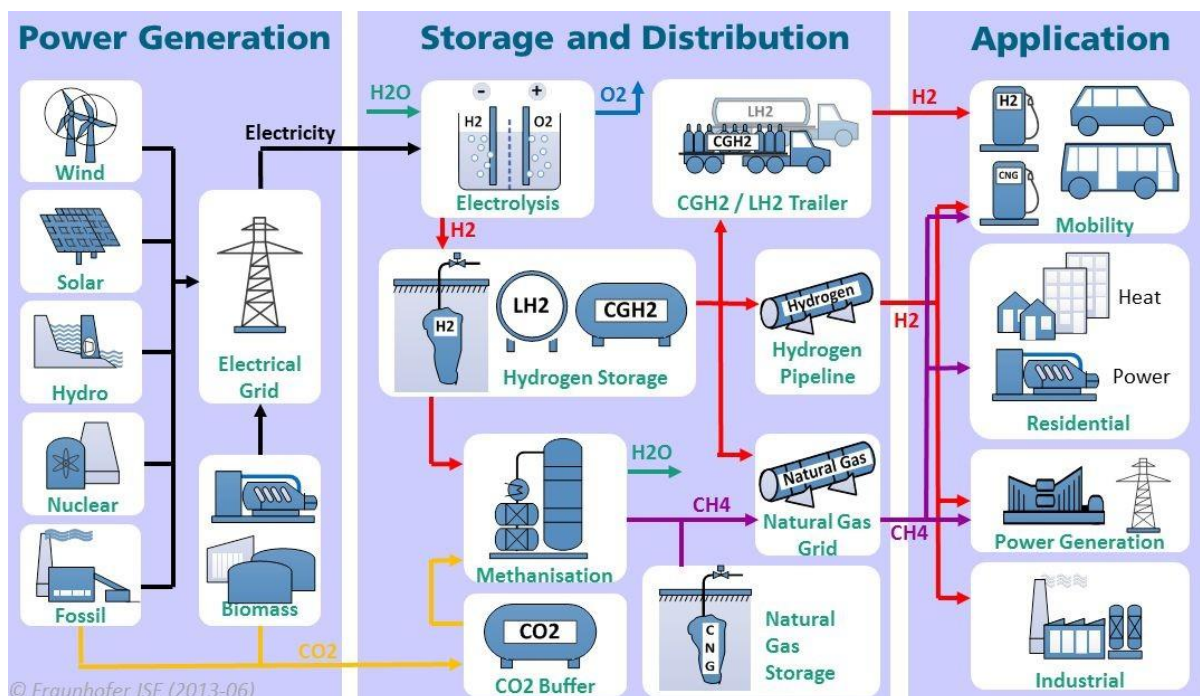


Figura 8. Cadena de Valor Power-to-Gas

Fuente: Fraunhofer ISE, 2013.

En esencia, el hidrógeno puede ser reconvertido en electricidad, pero emergen tecnologías más atractivas desde el punto de vista económico, como se puede apreciar en la Figura 8, integrando la industria de movilidad con cero emisiones y la industria química. Entre estas tecnologías se encuentran soluciones de metanación o la producción de amoníaco verde para suplir en industrias, movilidad, fuente de energía para el sector residencial o servicios auxiliares para reconvertir procesos industriales reduciendo emisiones de gases de efecto invernadero.

A modo de ejemplo, la primera solución de metano a escala fue realizada por ETOGAS para la compañía automotriz AUDI AG en Alemania, en la cual uno de los procesos principales de esta solución es la generación de hidrógeno. Con un input de 6 MW de energía eléctrica y usando CO_2 recuperado de una planta de biogás, se desarrolló Gas Sintético Natural (SNG) que fue inyectado directamente a la red local de gas. Esta planta forma parte del programa Audi e-fuels (Audi, 2014).

1.3.2. Hidrógeno en Chile

1.3.2.1 Usos actuales del hidrógeno en Chile

En Chile, el empleo del hidrógeno también abarca un espectro significativo y se ha centrado principalmente en procesos destinados a las refinerías industriales.

(a) Refinerías: El mayor uso del hidrógeno en Chile es para refinerías de hidrotratamiento, hidrocracking y desulfuración de los combustibles. La demanda por combustibles con menor contenido de azufre junto a reducir la demanda por crudos livianos ha producido un aumento de la demanda de hidrógeno a nivel mundial (IEA, 2017).

(b) Alimentos: Procesos de hidrogenación de las grasas, aceites y margarinas. Esto debido a que la hidrogenación vuelve a los aceites más estables y no se descompone tan rápido como el aceite no tratado (Linde, 2017).

(c) Industria del vidrio: Técnicas de pulido superficial y requemado de bordes tras el proceso de conformado, eliminación de marcas y bordes puntiagudos. Esto les da a los productos de vidrio, junto a los artículos finos como vajillas y envases de perfumes, un aspecto suave y brillante (Air Liquide, 2017).

(d) Tratamiento térmico: Este es un proceso para mejorar las propiedades físicas o químicas de materiales principalmente metálicos, en hornos de atmósfera controlada o llama directa. Usado en las industrias aeronáuticas y aeroespaciales, con el uso del hidrógeno y nitrógeno para amplias operaciones con las piezas de los equipos y asegurar la alta calidad (Vaisala, 2017).

1.3.2.2 Principales agentes involucrados en el H₂ convencional en Chile

Actualmente existen cuatro principales empresas que se dedican a la producción y venta de gases industriales, pero solo dos de ellas, Linde Gas Chile S.A. e Indura tienen plantas de producción de Hidrógeno.

1. Linde Gas Group: Compañía alemana fundada en 1979, comercializa sus gases industriales en más de 60 países alrededor de todo el mundo, con un nivel de ventas del grupo en 2015 de 17.994 MM € (Linde, 2015). Junto con esto, Linde ha tenido algunos hitos importantes a nivel internacional:

- Entrega de la primera estación de reabastecimiento de vehículos de hidrógeno de acceso abierto en la fábrica de Honda en Swindon, Reino Unido.
- Proveedor exclusivo de H₂ para los coches de pila de combustible operados por la Clean Energy Partnership en Hannover Messe 2013, la feria industrial más grande del mundo.
- Tecnología de Reabastecimiento para la primera estación de demostración de la empresa Shell Deutschland Oil GmbH en Berlín.
- Primer servicio de Car Sharing con vehículos a hidrógeno, contando con 50 vehículos Hyundai ix35 Fuel Cell para uso público.

En Chile la compañía sueca AGA fue comprada por Linde y pasó a llamarse Linde Gas Chile, presente en Concón, Valparaíso, Santiago, Concepción, Temuco, Valdivia, Puerto Montt y Punta Arenas, con algunos hitos clave:

- Licitación internacional en 2003, para proveer de hidrógeno a las refinerías de ENAP, construyendo y operando tal planta, con un costo de 70 MM USD, en Concón.
- La planta productora de hidrógeno de alta pureza, dedicada a abastecer a la refinería Biobío de la empresa ENAP ubicada en Hualpén, VIII región, es ahora controlada por Linde, contando con un presupuesto de 32 MM USD para la construcción de planta.

2. Indura (Grupo AIR PRODUCTS): Perteneciente al grupo norteamericano AirProducts, fundado en 1940 con sede central en Pennsylvania, EE. UU. Con ingresos anuales por ventas de 9.895 MM USD a 2015, con 19.000 empleados distribuidos en 50 países, teniendo como hito clave el desarrollo de una estación de carga de hidrógeno renovable utilizando biogás en California (Air Products, 2011). En Chile, Indura cuenta con dos plantas de hidrógeno:

- Planta de vidrios Lirquén: Abastecimiento de hidrógeno para procesos de vidrio flotado de la planta Vidrios Lirquén (vidrio plano).
- Hidrógeno en Indura S.A.: Una segunda planta es puesta en marcha para las operaciones de la planta ASU INDURA Graneros.

Debido a su capacidad de producir hidrógeno en alta pureza, INDURA S.A. comercializa hidrógeno a la industria nacional, mediante cilindros de hidrógeno a alta presión para procesos específicos.

1.3.2.3 Oportunidades de desarrollo de Hidrógeno Verde

Chile, posee importantes potenciales de energía renovable y está estratégicamente posicionado para aprovechar tecnologías como el power-to-gas. Esto no solo resuelve los desafíos energéticos, sino que también impulsa una economía abierta al generar energía a bajo costo. “El hidrógeno verde se espera que contribuya en la reducción de más del 20% de las emisiones necesaria para lograr la neutralidad de carbono en 2050”, mencionó el ex-ministro de energía Juan Carlos Jobet (Green Hydrogen Summit Chile, 2020). Se anticipa además una disminución en el costo nivelado¹ el hidrógeno producido en Chile en los próximos años, posicionándolo como el país con el hidrógeno más barato a nivel mundial para el 2030 (Ver Figura 9, Mckinsey&Co, 2020).

¹ El costo nivelado de hidrógeno verde es el costo promedio de producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno generado a partir de fuentes renovables, expresado en moneda por unidad de energía.

Comparison of production costs 2030

Generation and Electrolyzer costs of LCOH
USD / kg H₂

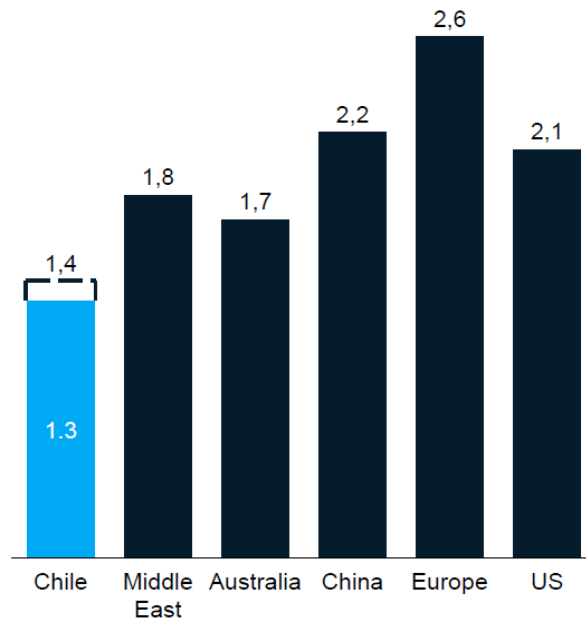


Figura 9. Costos esperados de producción de H₂ en Chile y principales países productores.

Fuente: McKinsey & Co., 2020.

Como se menciona previamente, Chile se ha estado posicionando fuertemente en el mercado del Hidrógeno, y con respecto al Hidrógeno Verde, se tiene pensado un cambio estructural energético en diversos mercados predominantes, entre algunos de ellos se encuentran:

- (a) Hidrógeno para la minería: La minería en Chile es una de las industrias más grandes a nivel nacional, representando un Producto Interno Bruto (PIB) de 10,9% en 2022 (Sernageomin, 2023). La mayoría del cobre en Chile se encuentra en el Desierto de Atacama, lugar de gran radiación y elevadas alturas. Esto hace que la demanda de recursos auxiliares como agua y energía sea extensiva. Sin embargo la infraestructura de desalinización, recursos solares, eléctricos e infraestructura ya se encuentran activas en esos lugares, por lo que el acoplamiento de plantas de H₂V en los sistemas existentes pudiese ser idóneo. Se destaca además que el uso de agua para el H₂V es menos del 1% de lo que requiere un yacimiento minero, considerándose un

consumo bastante marginal (Vásquez, et al., 2019). Algunos de los usos del Hidrógeno para el sector minero son los siguientes:

- En minería subterránea, beneficios para salud de trabajadores como reducción de ruido y carga térmica de los vehículos, eliminación de emisiones contaminantes por Diesel. Además la conversión de motores de combustión dual para vehículos livianos y camiones de alto tonelaje.
- Reducción del consumo energético a nivel local y dentro de planta (electricidad, gas natural y diésel).
- Reducción de gases contaminantes en gases de escape en hornos de refinería, usados para obtener mayor pureza de los minerales extraídos. El uso combinado de hidrógeno y nitrógeno puede eliminar los humos negros a la salida de la chimenea y reducir niveles de oxígeno y azufre.

(b) Hidrógeno como complemento de plantas fotovoltaicas: En el panorama de las energías renovables, la implementación de electrolizadores para la generación, almacenamiento y conversión de energía eléctrica se presenta como una estrategia prometedora. Aunque tiene un gran potencial, existen desafíos normativos, especialmente en el ámbito de las grandes generadoras con módulos de hidrógeno verde, debido a la falta de regulaciones específicas. En contraste, los Pequeños Medios de Generación (PMDG), con potencias inferiores a 9 MW, ofrecen una oportunidad única al permitir el auto despacho y la definición de la inyección de energía en el Sistema Eléctrico. La estrategia de almacenamiento durante los periodos de menor precio y la generación en momentos de alta demanda se revela como una práctica viable para optimizar la eficiencia en este ámbito específico. (Vásquez et al., 2019).

(c) Desalinización y Producción de Hidrógeno: La producción de hidrógeno requiere agua, por lo tanto, la desalinización es necesaria tanto para suministrar agua a las ciudades y la agricultura, como para servir de insumo para la producción de hidrógeno. Además, el hidrógeno y el oxígeno producidos en la electrólisis pueden ser utilizados en otros procesos o proporcionar energía a la misma planta de desalinización cuando no se puede obtener energía renovable no convencional variable.

(d) Incorporación de H₂ a las redes de gas: Actualmente existen dos gasoductos importantes ubicados en la región de Antofagasta, Norandino y Gas atacama, zona con alta radiación solar. Además, el Gasoducto del Pacífico en la región del Biobío, una zona con importantes recursos eólicos e hidroeléctricos. Estos tres gasoductos pueden ser adaptados para circular hidrógeno verde. Sin embargo, se necesita una mejor regulación en esta materia, ya que se proyecta que el hidrógeno sería almacenado con el proceso de metanación, lo cual no posee leyes o normativas actuales. Se espera que las normativas definidas en países europeos puedan ser una guía para la adaptación al caso chileno (Vásquez et al., 2019).

1.4. Power-to-Green H₂ complementado con Energía solar

En conjunto con las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno también han surgido diversas aplicaciones con respecto al uso de este gas en diferentes mercados, tales como la minería, calefacción, transporte, industria, entre otros. El Hidrógeno sin embargo no es posible obtenerlo de forma molecular en la naturaleza, es por esto que se aplican variados procesos para su obtención:

- Reformado por vapor a partir de gas natural.
- Descomposición catalítica a partir de gas natural.
- Oxidación parcial de aceites pesados.
- Gasificación del carbón.
- Ciclos termoquímicos puros e híbridos.
- Procesos fotoquímicos, fotoelectroquímicos y fotobiológicos.
- Electrólisis del agua utilizando energías renovables.

Un factor importante para que el hidrógeno se catalogue como fuente de energía limpia, es que el ciclo completo de producción sea libre de carbono. En este sentido la alternativa más plausible para este fin, es la producción de hidrógeno a partir de energías renovables como la solar o eólica, mediante la electrólisis de agua, catalogándose como Hidrógeno Verde.

Además, dependiendo de la materia prima para obtener Hidrógeno, existen métodos que pueden obtener una mayor pureza en el hidrógeno producido. Los métodos

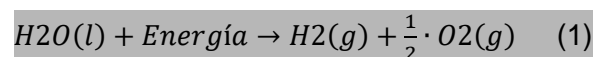
basados en agua son los que suelen obtener la mayor pureza, ya que los basados en hidrocarburos implican trazas de monóxido de carbono debido a la clase de reacciones que se llevan a cabo en sus reactores. Sin embargo, para analizar cada uno de los métodos se requiere además conocer la eficiencia de cada tecnología de producción, mostrada en la Tabla 1.

Tabla 1. Tabla comparativa de eficiencia de sistemas de producción de H₂

Tecnología	Fuente	Eficiencia [%]
Reformado de Vapor	Hidrocarburos	70 – 85
Oxidación parcial	Hidrocarburos	60 – 75
Reformado autotérmico	Hidrocarburos	60 - 75
Reformado por plasma	Hidrocarburos	9 – 85
Gasificación de biomasa	Biomasa	35 - 50
Reformado por fase acuosa	Hidrocarburos	35 – 55
Electrólisis	H ₂ O	50 – 70
Termólisis	H ₂ O	50 – 70
Fotólisis	H ₂ O	0.5

Fuente: Adaptado de Cancino, R., 2021.

Se observa en la Tabla 1 que los métodos con los mayores valores de eficiencia son los que utilizan hidrocarburos, pero no son del todo limpias en términos de los gases de combustión emitidos al ambiente. Es por estas desventajas que la producción de H₂ con energías renovables se ha enfocado en el proceso de la electrólisis del agua, el cual es descrito a través de la siguiente ecuación (1):



1.4.1. Diseño y operación de una planta de Hidrógeno Verde Fotovoltaico (PtGH)

El diseño de un sistema Power to Green Hydrogen (PtGH) renovable implica la instalación de paneles solares fotovoltaicos que capturan la radiación solar y generan electricidad, así como en el proceso de generación eólica con turbinas de viento. Esta electricidad se utiliza para alimentar electrolizadores que convierten el agua en hidrógeno y oxígeno a través del proceso de electrólisis. El hidrógeno producido se

almacena y puede utilizarse según sea necesario. El esquema de diseño puede variar en función de la escala y la aplicación específica, desde sistemas de pequeña escala para aplicaciones locales hasta proyectos a gran escala destinados al suministro de hidrógeno a nivel industrial. A nivel general el sistema de obtención de hidrógeno verde se ilustra en la siguiente figura (Ver figura 10).

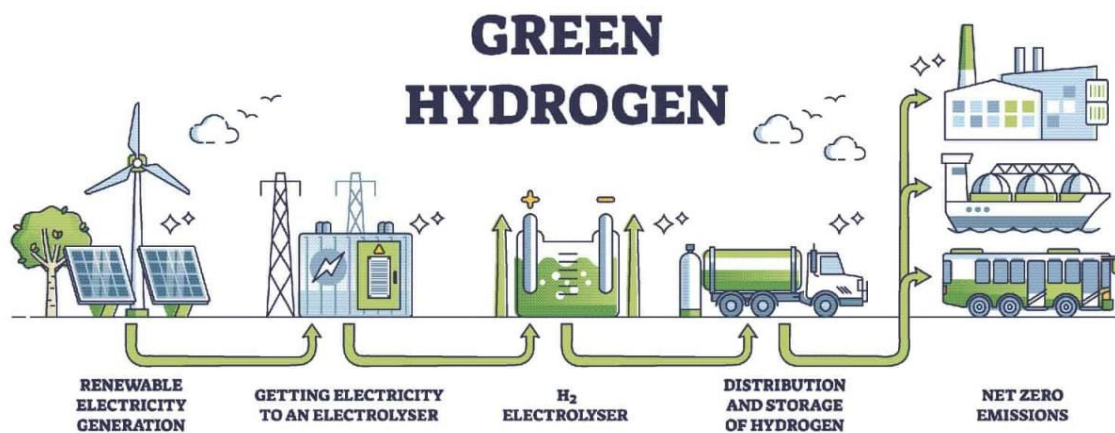


Figura 10. Esquema General Power-to-GreenH₂ Renovable

Fuente: Technetics, 2023

Para llevar a cabo este proceso de electrólisis existen tres métodos más usados en el mercado actualmente.

a) Electrólisis alcalina AEM: El agua se descompone en el cátodo y separa el H⁺ del OH⁻. Este último se transporta desde el electrolito líquido a un diafragma de separación, descargando en el ánodo liberando el O₂ sobrante (Ver figura 11). Dicho electrolito es una solución acuosa de NaOH y KOH con concentración de 20 – 40 [wt. %] y las temperaturas para operar están entre 343 y 363 [K] con presión de hasta 3 MPa.

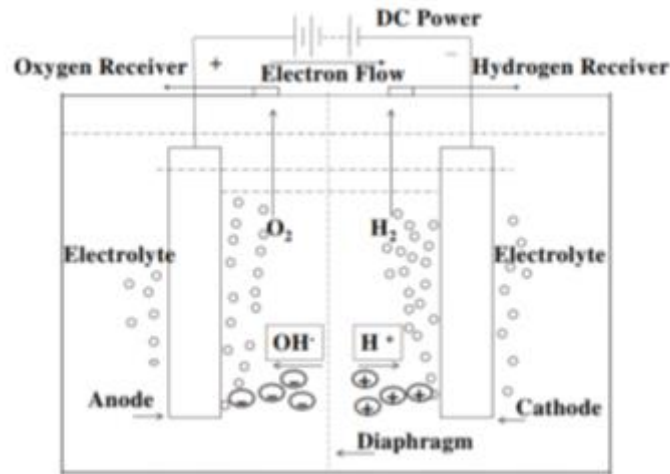


Figura 11. Electrolizador Alcalino

Fuente: Maillo, E., 2015.

b) Electrólisis de Membrana de Intercambio de Protones PEM: se utiliza un polímero sólido ácido como el electrolito de polímero (PEM) o electrólisis de membrana de intercambio de protones (ver figura 12). Se utiliza agua desionizada sin aditivos para alimentar a la celda. La membrana funciona tanto como separador de gases como electrolito.

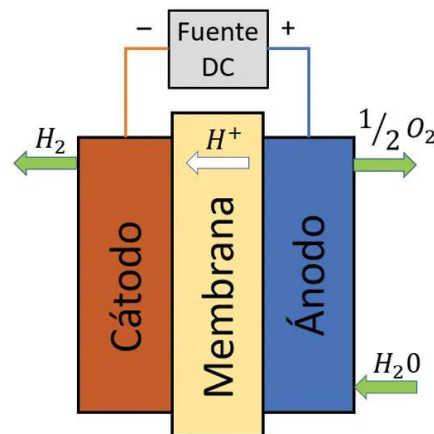


Figura 12. Electrolizador de Membrana Polimérica (PEM)

Fuente: Hernández, A., 2020.

En este proceso, la membrana transporta desde el ánodo hasta el cátodo al mismo tiempo que proporciona aislamiento eléctrico a los electrodos. Las moléculas de oxígeno de carga negativa liberan electrones en el ánodo para formar protones, electrones y O_2 cuando se aplica una diferencia potencial o voltaje entre los dos electrodos. Los iones de H^+ viajan a través de la membrana conductora de protones hacia el cátodo, donde se combinan con los electrones para formar H_2 (Nafion, 2023).

c) **Electrólisis por Celdas de Óxido Sólido o SOEC:** Se encuentra en fase de I+D aún, la electrólisis por vapor a alta temperatura. Requiere una fuente de gran temperatura (800-900°C). Sin embargo, el consumo de electricidad es menor en este proceso. El electrolito sólido es cerámica conductora de oxígeno. Para mejorar la ingeniería de procesos es necesario seguir desarrollando este tipo de tecnología.

Almacenamiento de Hidrógeno: Dado que la producción de hidrógeno puede superar la demanda en momentos de alta irradiación solar, es crucial contar con sistemas de almacenamiento eficaces. El almacenamiento de hidrógeno permite acumular el exceso de producción para su uso en momentos en que la generación solar es insuficiente. Se deben elegir sistemas de almacenamiento que minimicen las pérdidas y mantengan la integridad del hidrógeno, actualmente existen muchas soluciones de almacenamiento pero bajo el contexto de power-to-gas a gran volumen, existen algunas que predominan:

a) **Almacenamiento como gas:** El hidrógeno puede ser almacenado en las existentes matrices de gas natural y usado como una mezcla. En el futuro es posible que el hidrógeno pueda ser separado de las tuberías en su punto final de distribución. La red de gas además puede proveer una manera de guardar grandes cantidades y transportarlas fácilmente y de forma segura.

Además de la red de gas, el hidrógeno puede ser almacenado en tanques de gas comprimido hechos de materiales compuestos de alta resistencia. Usados por ejemplo para transporte por camiones, reabastecimiento de vehículos o almacenamiento de hidrógeno en estaciones de combustible. La presión de este tipo de sistema ronda entre 20 y 90 bar (Tuev-Nord, 2023).

b) **Almacenamiento en cavernas bajo tierra:** Esta solución es altamente aplicable para grandes cantidades de hidrógeno, con un volumen geométrico entre 70.000 y 600.000 m³. Una solución típica de cavernas ya existe en Alemania por ejemplo, llamada Epe y está ubicada al noroeste y puede almacenar más de 4 Billones Nm³ de gas natural (NEA group, 2023).

- c) Almacenamiento por líquido criogénico: Almacenar el hidrógeno líquido tiene la ventaja de poder proveer mayor densidad de energía y mayor pureza que el gas bajo presión. Sin embargo, el hidrógeno líquido debe ser almacenado en tanques a -253°C aproximadamente, de otra forma, volverá a su forma de gas. La gran cantidad de energía requerida para mantener la baja temperatura hace que esta solución sea muy costosa de implementar actualmente. La industria espacial por ejemplo, ha estado ocupando hidrógeno líquido como combustible para los cohetes desde 1980. Pero hasta que los costos no disminuyan, pocas industrias estarán dispuestas a invertir en esta solución (Nagar, A., 2023).

1.5. Actuales Proyectos Power to Green Hydrogen (PtGH) en Chile y oportunidades

Chile ya ha emprendido una iniciativa ambiciosa en la producción de hidrógeno verde a través de proyectos Power to Green Hydrogen que aprovechan la energía solar y eólica disponibles en el país, convirtiéndose en pionero actual en la misión de descarbonizar la matriz energética y producir el hidrógeno más barato del mercado. Bajo ese contexto es preciso destacar algunos hitos en la implementación del hidrógeno verde en los que Chile ha sido un agente de cambio.

1.5.1. Incentivos Políticos y Económicos

A) Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde: Existe una abanico de oportunidades con respecto a la implementación de esta tecnología para el almacenamiento de energías renovables en vertimiento. Tanto el norte como el sur de Chile posee uno de los costes de electricidad más competitivos a nivel global, con tendencia a ser aún más competitivos y reducidos en el tiempo, esto es por la creciente expansión de proyectos de generación variable. A su vez, los costes nivelados de producción de hidrógeno serían lo suficientemente competitivos, si consideramos su producción a partir de las energías renovables, tal como lo muestra la figura 13 (Mckinsey & CO., 2020). Con esto Chile tendría la capacidad de llegar a un potencial de 160 Mton de Hidrógeno verde producidas al año (IEA, 2020).

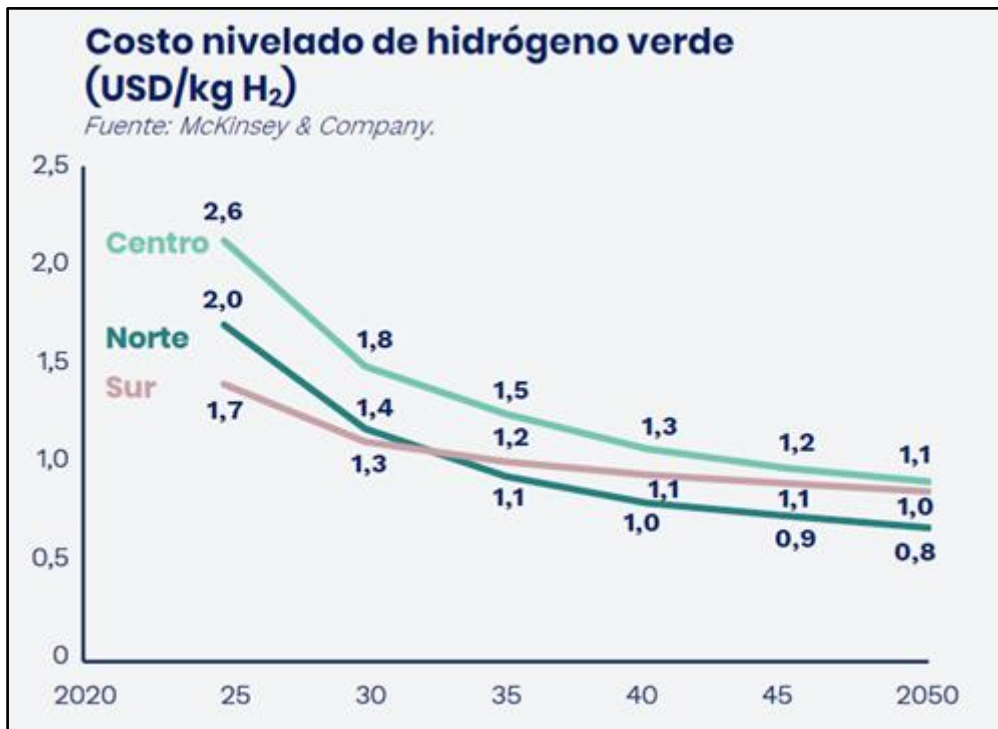


Figura 13. Costo nivelado de hidrógeno verde proyectado

Fuente: McKinsey & CO., 2020.

En la actualidad, la producción de hidrógeno verde además de ser un evento macroeconómico global es un proyecto de nivel país, justificado dentro de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, la cual tiene por objetivo convertir a Chile en potencia mundial en la producción y exportación de H₂V (MinEnergía, 2020).

Esta estrategia tiene 3 ejes principales:

- Producir el H₂V más barato del planeta para 2030.
- Estar entre los 3 principales exportadores para 2040.
- Contar con 5 GW de capacidad de electrólisis en desarrollo al 2025.

Bajo esta iniciativa se establecerán rondas de financiamiento por US \$50 millones para proyectos de esta índole, estableciendo equipos para acompañar la tramitación de permisos y desarrollo de pilotajes de H₂V y sus derivados. Esta industria puede alcanzar la relevancia que tiene el sector minero en la economía chilena, descarbonizará algunas matrices productivas, dándoles mayor competitividad internacional y contribuyendo a la meta país cero emisiones al 2050 (MinEnergía, 2020).

Los focos de mayor producción según esta estrategia estarían dados en dos puntos clave del país: El desierto de Atacama y la Patagonia (Magallanes), orientada además a pequeños y grandes productores. Estos lugares son escogidos de forma estratégica ya que el Hidrógeno Verde que se puede producir en Atacama y Magallanes tendría el costo nivelado de producción más bajo del mundo al 2030, debido a la calidad de los recursos renovables como las plantas solares en el norte de Chile y las turbinas eólicas de gran escala en el sur (McKinsey & Co., 2020). Dentro de los proyectos e hitos que aprovechan los recursos energéticos renovables para la producción de hidrógeno podemos destacar los siguientes:

- a) Haru Oni Project: Siemens Energy, junto a otras empresas internacionales, después de haber sido aprobado en 2021 por la Comisión Regional de Medioambiente de Magallanes, está implementando la primera planta integrada y comercial a gran escala del mundo para la producción de combustible ecológico, basado en hidrógeno neutro para el clima. El proyecto Haru Oni está aprovechando los vientos fuertes y constantes de Magallanes, la Región más Austral de Chile.

En la fase piloto, la producción de e-Metanol alcanzará alrededor de 750.000 litros por año para el 2022. Parte de este e-Metanol se convertirá en e-Gasolina (130.000 litros por año), donde la empresa Porsche, colaboradora de este proyecto contempla abastecer sus vehículos con este combustible. En dos pasos se planea aumentar la capacidad a 55 millones de litros de e-Gasolina por año para el 2024 y a más de 550 millones de litros por año para 2026. Esto significa que se podrá producir combustible para permitir que alrededor de un millón de personas conduzcan su automóvil durante un año (Siemens, 2022).

- b) Antofagasta Mining Energy Renewable (AMER): Proyecto liderado por la empresa multinacional AirLiquide operará un electrolizador con capacidad de 80 MW en la región de Antofagasta, aprovechando las extensas fuentes de energía renovable, tanto solar como eólica, contemplando una producción de 30 toneladas por día de hidrógeno verde renovable que abastecerán a los mercados de movilidad, minería, ferrocarril y marítimo. AirLiquide se ha asociado con grandes agentes dentro de esta industria como Proman, uno de

los mayores productores de metanol; Sowitec, desarrollador de energía solar y eólica; y COPEC, el minorista de combustibles de Chile (Vilela, A., 2022).

B) Ley n° 21.505 de Almacenamiento Energético y Electromovilidad

Un paso de nuestro país hacia la descarbonización de la matriz energética es la Ley 21.505 que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad, y modifica el Decreto con Fuerza de Ley 4, que fija el texto refundido de la Ley General de Servicios Eléctricos. Entre los principales aspectos se destacan (BCN, 2022):

- **Habilitación de sistemas de almacenamiento de energía:** Favorece a sistemas de almacenamiento puros a recibir ingresos por energía y potencia en el mercado de generación del Sistema Eléctrico Nacional. Además, estos sistemas son incorporados en varias normas de la Ley General de Servicios Eléctricos, para habilitar su remuneración y maximizar la integración de energías renovables como solar y eólica.
- **Conceptualización de sistemas de generación-consumo:** Aquella infraestructura que comparte generación de energía renovable y consumo. El cambio legal precisa la forma en que las instalaciones pagan por el uso de transmisión que utilizan por sus consumos.
- **Rebaja en el costo de permisos de circulación:** Rebaja transitoria, por ocho años, del costo del permiso de circulación de vehículos eléctricos, para que su valor sea similar a los vehículos equivalentes. En los primeros dos años habrá una exención total, la que irá disminuyendo gradualmente.

C) Energy Partnership Chile-Alemania

Acuerdo establecido en 2019, en conjunto con el Ministerio de Energía y el Ministerio Federal para asuntos Económicos y Acción Climática (BMWK) para abordar las diferentes temáticas relacionadas al fomento de las energías renovables y tecnologías para la eficiencia energética. Bajo este acuerdo se organizan reuniones regulares a nivel político entre los dos ministerios. Se promueve la transferencia de conocimientos entre ambos países, integrando diferentes actores como instituciones públicas, industria, asociaciones e instituciones de investigación, para instancias de workshops y viajes educativos. El proyecto también abarca electromovilidad, energía geotérmica,

digitalización y planificación de uso de suelo en conexión con proyectos existentes y en creación de nuevas sinergias colaborativas.

Ambos países han fijado metas ambiciosas para 2035 para la transformación de sus sectores energéticos. En ambos casos se promoverá una generación del 80% de Energía Renovable no Convencional para 2035. Asimismo, se proponen tecnologías como vehículos con cero emisiones y producción de hidrógeno verde (GIZ, 2019). En definitiva, este acuerdo es uno de los mayores logros a nivel de relaciones internacionales, ligado a la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y la Ley 21.505, será un catalizador importante en materias de la implementación de plantas de hidrógeno verde para promover la eficiencia energética en nuestro país.

En lo que respecta a los parámetros económicos de estos proyectos, los cuales requieren grandes cantidades de inversión de capital, sin embargo, Chile y en conjunto con cooperaciones internacionales, como las mencionadas anteriormente, sumadas a ayudas gubernamentales, han ayudado al crecimiento exponencial y a la aceleración de estos procesos. A mediados de 2023, el gobierno de Chile presentó un programa financiero que ayudará a inversiones privadas en proyectos de producción demanda, mitigando riesgos y disminuyendo costos. Este programa, comenzará a operar el segundo semestre de 2024 y dispondrá inicialmente de US\$ 1.000 millones y se financiará con préstamos y aportes de organismos internacionales y la Unión Europea, más recursos adicionales CORFO (Gobierno de Chile). En el primer caso, US\$400 millones corresponden al Banco Interamericano de Desarrollo (BID), US\$150 millones provienen del Banco Mundial, otros US\$100 millones fueron entregados por el Banco de Desarrollo de Alemania (KfW), sumándose también el Banco Europeo de Inversiones (BEI) con casi US\$110 millones. Y por último los US\$ 16,45 millones del fondo de inversión para América Latina de la Unión Europea y US\$ 830 mil de asistencia técnica de la UE para apoyar la implementación.

Todas estas iniciativas financieras tienen el propósito de apalancar a futuro US\$12.500 millones en total para financiar proyectos de hidrógeno verde en sus distintas dimensiones: proyectos internacionales para la producción de H₂V en el territorio nacional el apoyo a proveedores de la transformación energética de sectores tradicionales como la minería o la agroindustria, que son en su mayoría empresas locales; y, el desarrollo de encadenamientos productivos, por ejemplo, en la

producción de piezas y partes como electrolizadores y otro tipo de productos que también pueden ser potencialmente provistos por empresas locales (Ministerio de Energía, 2023).

2. HIPÓTESIS Y OBJETIVOS

2.1. Hipótesis

Considerando las tecnologías disponibles, y el actual contexto energético en Chile, se espera que la implementación de una planta de almacenamiento energético de Hidrógeno Verde sea factible a nivel técnico y económico para aprovechar los vertimientos energéticos en el Norte de Chile

2.2. Objetivo General.

- ❖ Analizar la prefactibilidad técnica y económica de implementar una planta de Hidrógeno Verde para el almacenamiento de vertimientos solares en la Región de Antofagasta.

2.3. Objetivos Específicos.

- Proponer un lugar de emplazamiento considerando restricciones logísticas y ambientales.
- Configurar y establecer las dimensiones técnicas del sistema de almacenamiento por hidrógeno verde.
- Evaluar la factibilidad económica del sistema de almacenamiento propuesto.

3. METODOLOGÍA

3.1. Área de Estudio

La región de Antofagasta (Figura 14), forma parte de la zona norte de Chile y se ubica entre las coordenadas 21° 28' norte y latitud sur de 25° 55'. Limita al norte con la Región de Tarapacá, al sur con la Región de Atacama, al este con la República Argentina y al oeste con el Océano Pacífico (BCN, 2017). Su superficie es de 126.049 km², representando el 16.67% del territorio chileno y su población según el censo del 2017 es de 607.534 habitantes, con una densidad de 4,82 habitantes por km² (BCN, 2017).

En esta zona predomina un clima de extrema sequedad, lo que implica la aridez del paisaje, diversificado tanto por el relieve transversal como por la altura, lo que ha gravitado de modo decisivo en la distribución y densidad de población. En la costa presenta un clima desértico costero, con escasa oscilación térmica. En la depresión intermedia se encuentra el clima desértico normal, con fuerte oscilación térmica diaria, sin precipitaciones, con cielos limpios y alta sequedad. Y sobre los 3.000 metros de altitud, un clima desértico marginal de altura, siendo el único sector con pluviosidad que cae en verano (GORE Antofagasta, 2023).



Figura 14. Distribución Administrativa Antofagasta

Fuente: Profesor en Línea, 2015

Esta región es de gran importancia para el país ya que tiene actividades económicas de importancia para el ingreso nacional. En este sentido la actividad minera generada en Antofagasta tiene más del 45% del PIB minero del país en ella. Líder en la producción de Molibdeno, Cobre, Cloruro de Litio, Nitratos, Sulfato de Sodio Anhídrido y Yodo. La región además aporta entre el 25% y 30% de las exportaciones totales del

país, siendo la minería del cobre el producto más importante. Otras actividades económicas de importancia son el comercio, actividades inmobiliarias y empresariales, junto con la transición de otros mercados como la energía, agua y gas, que se ha visto un alto crecimiento los últimos años en la región (GORE Antofagasta, 2016).

3.1.1. Proyectos ERNC en el Norte Grande

Los proyectos de Energía Renovable solar actualmente están conectados al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dividiéndose en dos grupos principales, Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), con potencia hasta 9 MW y Grandes Productores con potencia superior a 9 MW (TERMIC.cl, 2019).

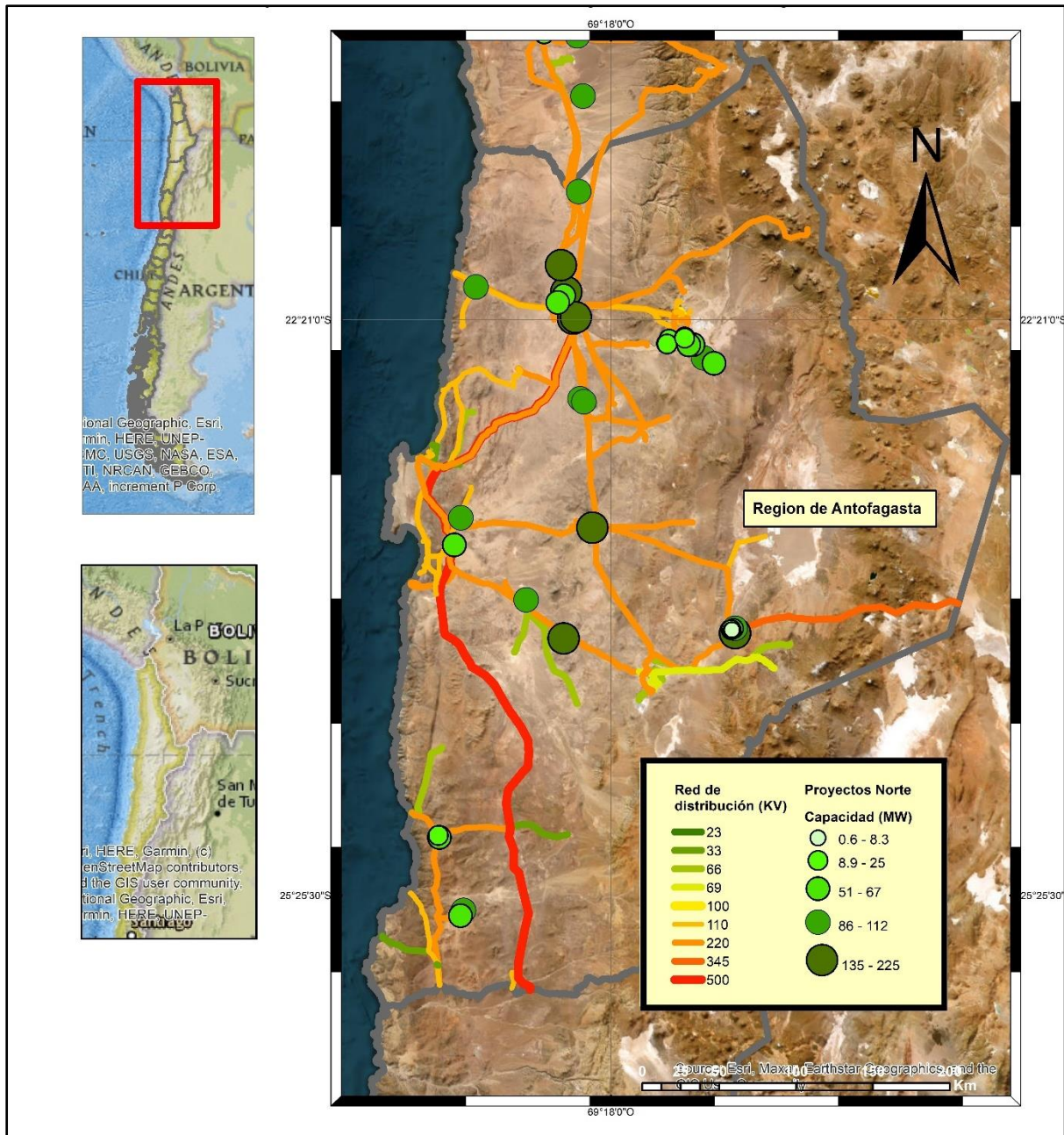


Figura 15. Diagnóstico fotovoltaico Antofagasta

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de IDE Chile, 2016.

Dentro de la extensión del territorio que comprende la región de Antofagasta existen múltiples proyectos fotovoltaicos, de incluso una potencia máxima de 220 MW de capacidad. En la Figura 15 se pueden visualizar las áreas de mayor concentración en estos proyectos, donde principalmente tiene cabida en lugares de importancia minera, como lo es las zonas más cercanas al este, o a la cordillera de los andes, donde también existe una red de 325 kV para el transporte de electricidad hacia la República

argentina. Luego los proyectos ligados a la industria y suministro general, como en la parte norte de la región de Antofagasta, y luego todas las concentraciones cercanas a la costa.

La Tabla 2 muestra un resumen de los proyectos fotovoltaicos en la región de Antofagasta:

Tabla 2. Diagnóstico Fotovoltaico Región de Antofagasta

Diagnóstico Fotovoltaico Región de Antofagasta	
Pequeños medios de Generación (<9 MW)	8
Grandes Medios de Generación (>9 MW)	25
Potencia máxima (MW)*	226
Potencia Mínima (MW)	7.4
Aporte al Sistema Eléctrico Nacional 2022 (GWh)	6.700
Pérdidas Energéticas 2022 (GWh)	437

Fuente: CEN, 2022

*Año máximo de data Geoespacial IDE Chile, 2016.

3.2. Pre-Diseños de Planta PtGH

3.2.1. Ubicaciones plausibles para la planta de hidrógeno verde.

Se llevará a cabo un análisis para determinar la ubicación óptima para la planta de producción de hidrógeno verde. Para ello, se realizará una identificación espacial de tres potenciales ubicaciones estratégicas en el área de estudio. Además, se considerará la ubicación de plantas de generación de energía solar para la electrólisis de la compañía ENEL, una de las principales empresas de energía del país. Esto permitirá evaluar la sinergia entre la generación de energía renovable y la producción de hidrógeno verde, identificando áreas que ofrecen ventajas logísticas y ambientales, respetando zonas del Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado (SNASPE), que corresponden a ambientes naturales, terrestres o acuáticos que el

estado de Chile protege para lograr su conservación (BCN, 1984); esto también incluye las Zonas de Interés Turístico (ZOIT), que son áreas con condiciones especiales para la atracción turística y que requieran medidas de conservación y una planificación integrada para promover las inversiones del sector privado (BCN, 2010).

Tabla 3. Criterios Logísticos y Ambientales para selección de emplazamiento

Logístico	Ambiental
<ul style="list-style-type: none"> ● Identificar las 3 FV de ENEL con mayor capacidad de generación en Antofagasta 	<ul style="list-style-type: none"> ● No interferir ni emplazar en Zonas SNASPE
<ul style="list-style-type: none"> ● Mayor cercanía a potenciales fuentes de demanda 	<ul style="list-style-type: none"> ● No interferir ni emplazar en Zonas ZOIT
<ul style="list-style-type: none"> ● Basar la selección por congestión de la red eléctrica y vertimientos solares de ENEL 	<ul style="list-style-type: none"> ● No emplazar cercano a viviendas ni comunidades locales

Fuente: Elaboración propia, en base a criterios de MinEnergía (s/f).

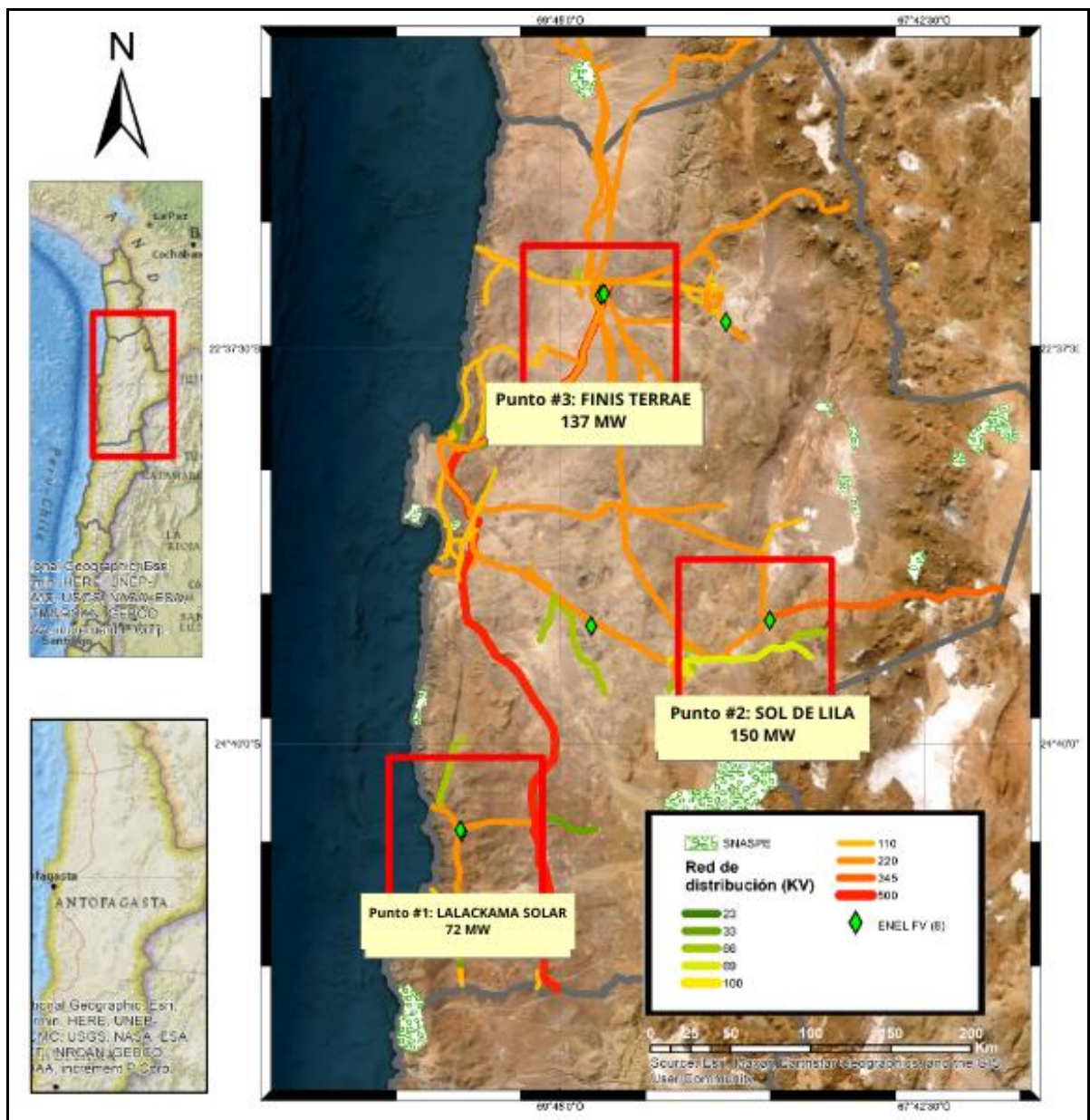


Figura 16. Puntos de interés fotovoltaicos Power-to-x

Fuente: Elaboración propia a partir de datos disponibles en IDE Chile, 2016.

Se identificaron tres potenciales plantas solares para el diseño de la planta de H₂V. (1) Parque solar Lalackama, cercano a la costa en el municipio de Taltal, con conexión a la subestación eléctrica Lalackama/Taltal. (2) Parque solar Sol de Lila, con una potencia de 161 MW, está ubicado al interior del desierto de atacama con conexión a la subestación eléctrica Sol de Lila a través de la línea de transmisión Sol de Lila - Andes 220 kV C1. (3) Parque solar Finis Terrae, con potencia de 241 MW, está

ubicado en la Provincia de Tocopilla, municipio de María Helena con conexión a la subestación eléctrica Encuentro a través de una línea de transmisión de 8 km, en el Sistema Eléctrico Nacional (ENEL Chile, s/f). Los detalles productivos para el año 2022 se pueden visualizar en la Tabla 4.

Tabla 4. Detalles PFV Enel Green Power

Parámetros	Potencia Real (MW)	Producción Eléctrica 2022 (GWh)	Vertimientos 2022 (GWh)	Pérdida Económica (€)*
PFV Finis Terrae	241	369	35,6	845.204
PFV Sol de Lila	161	299	29,5	699.546
PFV Lalackama I	65	141	16,5	391.813

Fuente: CEN, 2022

*Precio energía fotovoltaica 23.7 €/MWh. Fuente: CNE, 2022.

Al analizar los datos tabulados se seleccionó al Parque Solar Finis Terrae para complementarla con la planta de H₂V, debido a su gran potencial de producción fotovoltaica, no interfiere con zonas de protección ambiental de importancia, y tiene mayores pérdidas eléctricas y económicas para el año 2022. Cabe destacar que el año escogido es debido a la información disponible en la literatura y en los reportes realizados por el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN, 2022).

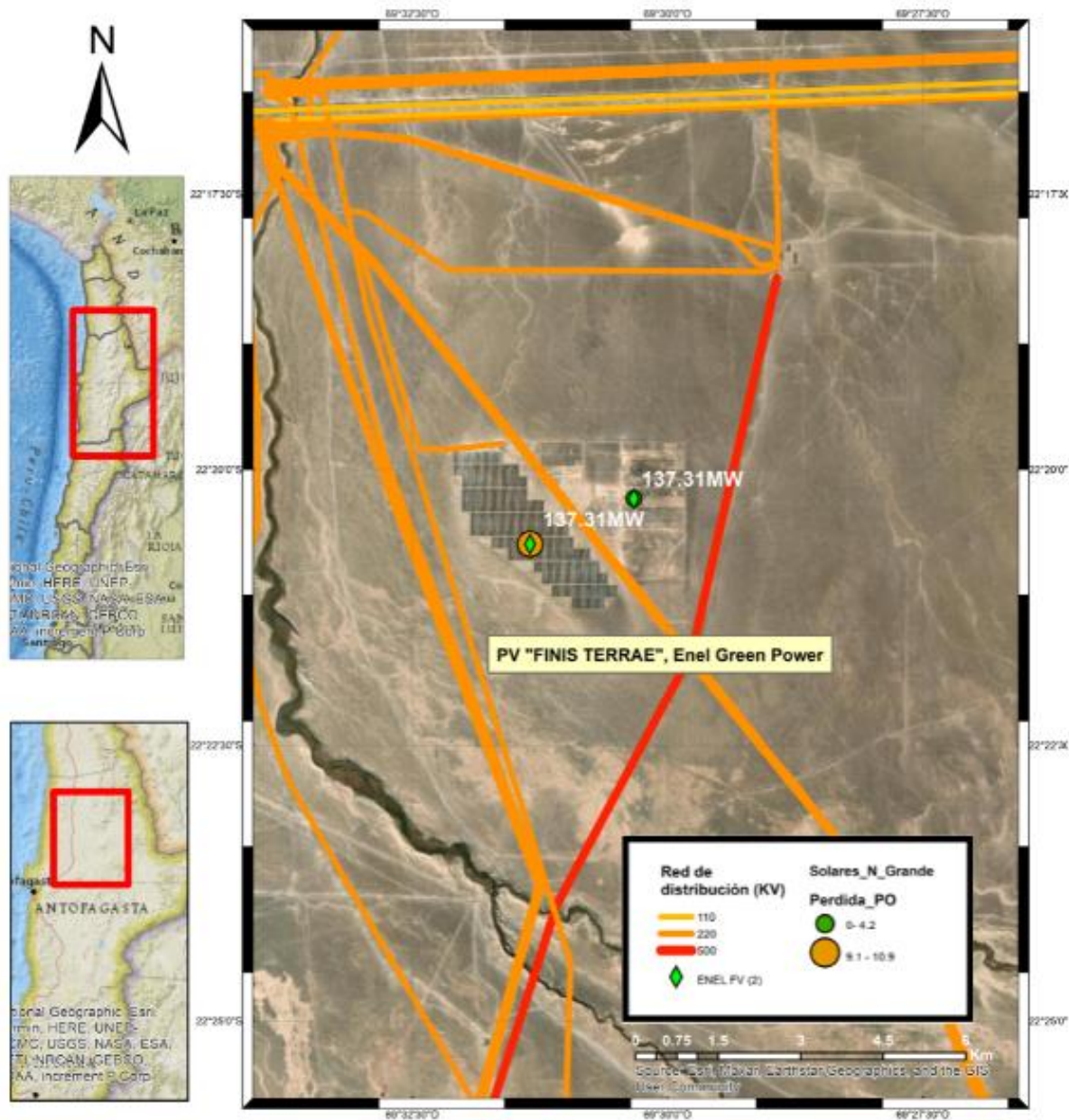


Figura 17. Parque Solar Finis Terrae

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de IDE Chile, 2016.

La planta fotovoltaica Finis Terrae (Ex Crucero Oeste) posee actualmente 286 MW de capacidad instalada de los cuales 241 MW son de potencia real informadas a 2023 (CEN, 2023). El parque tiene un total de 984.060 paneles fotovoltaicos, mezclando tecnología mono facial y bifacial, proyectando una producción anual de 789 GWh, equivalente al consumo de 369.000 hogares chilenos.

Los paneles solares utilizados en el parque fotovoltaico Finis Terrae corresponden a paneles provistos por el fabricante JINKO, modelo JKM315PP-72 de 310 [W] cada uno.

Las especificaciones técnicas de los paneles son mostradas en la siguiente tabla:

Tabla 5. Especificaciones Tecnología PFV Finis Terrae

Fuente: CEN, 2022.

Tecnología		
Panel Solar	MODELO	JINKO JKM315PP
	Potencia máxima (Pmax)	310 Wp
	Máximo voltaje (Vmp)	37.0 V
	Corriente de Potencia Máxima (Imp)	8.38 A
	T. de operación (°C)	-40°C - +85°C
Inversor	MODELO	FIMER R7500TL
	Eficiencia Máxima	98.8%
	Eficiencia Europea	98.3%
	Consumo Nocturno (W)	<60
	Peso (kg)	1580
	Dimensiones (largo*ancho*alto)	2256 * 1996 * 825
	T. de operación (°C)	-20 - +50
	Energía Máxima disipada en sobrecarga (W)	17200

A su vez, este proyecto fotovoltaico cuenta con inversores de 690 [kVA] de potencial nominal cada uno, provistos por el fabricante Fimer, modelo R7500TL. Estos se vinculan a la red de 33 kV a través de transformadores de relación 33/0.27/0.27 y luego mediante ocho circuitos colectores que se conectan en la subestación transformadora S/E Rande.

3.2.3. Propuesta del modelo conceptual para Prediseño de PtX

Se realizará un diseño preliminar detallado del sistema power-to-hydrogen que permita la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica. El prediseño se presentará en un diagrama gráfico que ilustre la configuración y la interacción de los componentes clave del sistema PtX. Esto incluirá:

- La generación de energía solar mediante paneles solares fotovoltaicos.
- El stack de electrólisis utilizado para la conversión de electricidad renovable en hidrógeno.
- Los sistemas de tanques para almacenamiento de Hidrógeno Verde.

El prediseño proporcionará una representación visual de cómo se integran estos componentes en un sistema cohesivo para la producción y distribución de hidrógeno verde basado en el siguiente esquema conceptual:

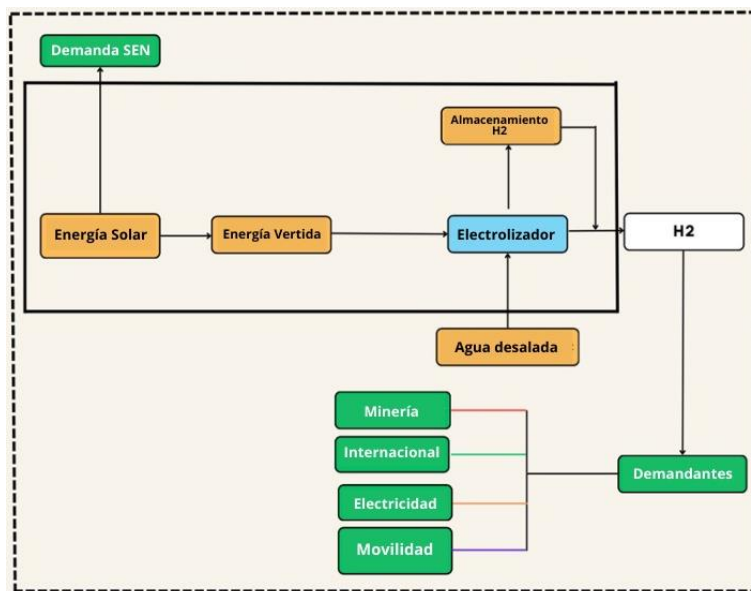


Figura 18. Alcance propuesto para sistema power-to-hydrogen

Fuente: Elaboración propia

3.2.3.1 Supuestos a considerar en el sistema power-to-hydrogen

(a) Datos y temporalidad

Debido a la escasez de información precisa y en cantidad, este estudio está adaptado para los datos únicamente del año 2022, si bien este tipo de tecnologías puede presentar variabilidad en cada año, se asume que en el periodo a evaluar existirá un comportamiento similar.

Agregado a esto, ya que no existen datos específicos de demanda sectorizados y detallados de forma horaria, se establece el supuesto que para la electricidad, gas y calor existirá una demanda superior a la cantidad producida, así todo lo que se produzca por la planta de hidrógeno verde, será vendido.

Por último, para los cálculos económicos de producción de hidrógeno verde se utiliza el costo de la energía renovable a producir, por lo que se ha ocupado el costo marginal diario del año 2022 para la barra Encuentro, cuyos valores rondan entre los 0 €/MWh y los 481 €/MWh, con un valor medio de 101 €/MWh. Esta información es reportada a través de la plataforma Coordinador Eléctrico Nacional. Con estos datos económicos se establecerán márgenes de producción y límites para no usar la energía que exceda cierto valor y haga más costosa la producción de hidrógeno.

(b) Uso de Agua

Debemos tener en cuenta las características mínimas de calidad de agua para el funcionamiento del electrolizador PEM. En términos de las fuentes de agua podemos tener tres fuentes principales: agua de mar, de pozo y desionizada.

El agua de mar presenta sales disueltas, minerales y otros contaminantes en abundancia, además la alta conductividad hace que el electrolizador experimente un aumento en la resistencia eléctrica, esto quiere decir que se requiere más energía para mantener la resistencia y la electrolisis se ralentiza.

El agua de pozo contiene sales disueltas y contaminantes, pero en menor cantidad que el agua de mar y la energía requerida para tratar el agua de pozo es menor que para el agua de mar. Por último la otra fuente de agua es la desionizada, esta tiene los minerales removidos bajo el proceso llamado deionización, también conocido

como desmineralización o agua destilada, ya que tiene baja resistencia eléctrica ante la electrólisis usa menos energía para la producción de hidrógeno haciendo más eficiente la conversión, y por último, cabe mencionar que carece de minerales necesarios para optimizar el electrolizador, lo que se puede compensar con un proceso de purificación de agua previo a la electrólisis (Binhazzaa, Z.; Almutairi, Z., 2023).

El agua desalinizada proveniente del mar es una de las estrategias plausibles para obtener agua en el norte de Chile, actualmente se aplica con la minería, desalinizando agua en la costa y siendo transportada largos kilómetros hacia los yacimientos mineros cercanos a la cordillera de los andes. Los costos para la desalinización por osmosis inversa son cada vez más bajos, debido a la eficiencia de los sistemas de recuperación de energía y membranas que operan a bajas presiones. Esto ha determinado que los precios del agua desalada en contratos de gran volumen en Chile tiendan a 0.5 €/m³ (Aladyr, 2019), valor que se utilizará para la modelación en el presente estudio. Esta opción se fundamenta bajo la medida 42 “Regulación específica y habilitante para la desalinización de agua de mar” en el Plan de Acción 2023-2030 de Hidrogeno Verde, la cual impulsa un marco normativo para concesionar infraestructura multipropósito de desalinización de agua de mar que pueda ser compartido por diferentes proyectos de hidrógeno y derivados, lo que también evita el impacto del consumo de aguas continentales para el consumo humano (Ministerio de Energía, 2023).

Para este estudio se asume que existe una constante fuente de suministro de agua ya que el proceso de electrólisis no es tan extensivo en el uso de este recurso.

(c) Almacenamiento y uso del H₂

El uso del hidrógeno producido será de demanda constante por lo que se establecerá, dependiendo del escenario, una proporción de hidrógeno producido directamente al consumidor, y la otra parte no usada de inmediato, irá destinada al sistema de almacenamiento, y dependiendo de su comportamiento de carga y descarga se hará sugerencia del uso más apropiado para el hidrógeno en almacenamiento.

(d) Subproductos de la electrólisis

Además de la generación de hidrógeno en la electrólisis, el oxígeno y calor también forman parte de la reacción para obtener hidrógeno verde. Sin embargo para efectos de este estudio, en los ingresos no será considerada la venta de calor ni oxígeno, debido a que el objetivo principal es hacer el análisis puramente del hidrógeno, y en el caso que se considerasen los subproductos mencionados, el proyecto tendría más ingresos y rentabilidad. Se establecerán recomendaciones en lo que respecta al potencial uso y venta del oxígeno y calor producidos en la electrólisis.

3.3. Evaluación técnica PowertoX

3.3.1. Modelo para la evaluación de sistemas PtX

Con el propósito de evaluar la viabilidad y rentabilidad de la planta de hidrógeno verde, se empleó un modelo programado en Excel desarrollado por el Dr. Robert Bauer, en colaboración entre el Centro Tecnológico de Energía, Deggendorf Institute of Technology y Landshut Applied Sciences University, bajo la supervisión del Prof. Dr. Raimund Brotsack. Este modelo se materializa mediante un diagrama de flujo que representa el sistema de conversión Power to Methane, focalizándose en los lineamientos del proyecto de investigación en curso y proporcionando una visión concisa y clara de los diversos componentes del sistema, detallando la interacción entre ellos. Este enfoque se centra en la modelación de sistemas Power-to-Gas, abarcando desde la generación de energía eléctrica renovable hasta la producción y almacenamiento de Metano.

Las funciones clave del modelo se ajustarán a los requerimientos específicos de este proyecto de investigación, incluyendo:

- a. Cálculo de la producción teórica de la planta fotovoltaica, basado en la normalización de la producción real en el año 2022.
- b. Dimensionamiento del electrolizador, tanques de almacenamiento y capacidad de producción energética, garantizando un equilibrio eficiente del sistema.

- c. Evaluación de índices de rentabilidad financiera, con un panorama económico a 20 años.

En la Figura 19 se visualiza el diagrama del modelo desarrollado en el Technologiezentrum Energie (TZE Landshut), que tiene por función el modelamiento sistemas para producir metano renovable y medir exactamente su producción y optimización de acuerdo con los datos de demanda por sectores que existan. El color naranja corresponde al sistema de batería opcional que se usa en este modelo, el color azul indica el sistema de producción de hidrógeno mediante energía renovable (en amarillo) y el color verde indica todo el sistema de producción de metano renovable.

Para efectos de este estudio, el algoritmo será aplicado al alcance de Power-to-Hydrogen (color azul), el cual se señala en el recuadro rojo, que concuerda con el alcance propuesto en la sección anterior ([Ver Figura 18](#)).

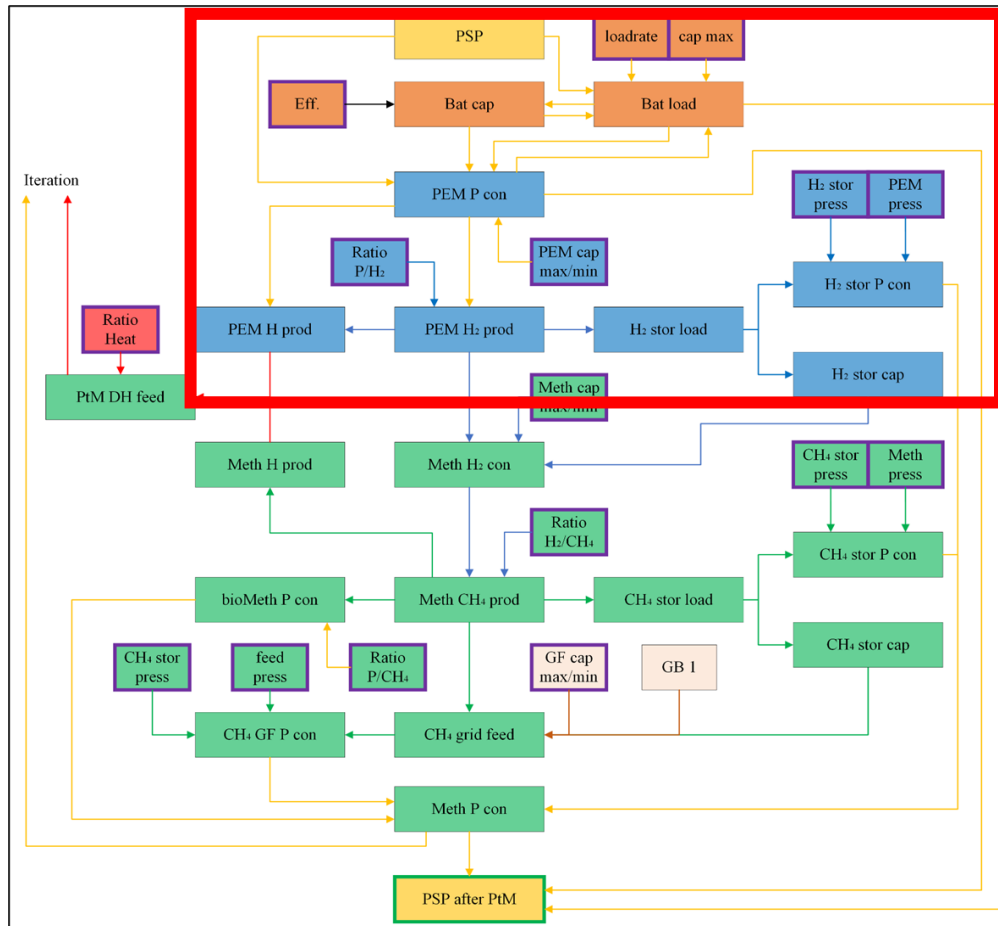


Figura 19. Alcances de algoritmo power-to-methane a power-to-H₂

Fuente: Adaptación a partir de R.Bauer, 2022.

Donde

- PSP: Photovoltaic Solar Power (Energía Solar Fotovoltaica)
- PEM P con: Proton Exchange Membrane Power Consumption (Consumo Energético del Electrolizador)
- Ratio P/H₂: índice de eficiencia en la conversión eléctrica a hidrógeno
- PEM cap max/min: Capacidad mínima/máxima de electrólisis*
- PEM H₂ Prod: Producción de Hidrógeno mediante PEM
- PEM H prod: Producción de calor en la conversión
- H₂ stor load: La carga de hidrógeno que habrá hacia el sistema de almacenamiento
- H₂ stor P con: Consumo eléctrico del sistema de almacenamiento

- H₂ stor press: Presión del sistema de almacenamiento
- PEM press: Presión de salida del electrolizador
- H₂ stor cap: Capacidad de almacenamiento de los tanques de hidrógeno

Los bloques en Naranja representan el sistema de soporte mediante baterías de litio al electrolizador, en este estudio no se hará uso de sistema de baterías, para poder minimizar costes y evitar pérdidas económicas por no usar completamente el sistema de baterías.

3.3.2. Tecnología de Electrólisis

- (a) Producción fotovoltaica: Para este alcance se usó la producción eléctrica del Parque Solar Finis Terrae del año 2022, a escala horaria, debido a la mayor disponibilidad de información existente bajo la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

A continuación tenemos un panorama del comportamiento de la Planta Solar Finis Terrae para el año 2022.

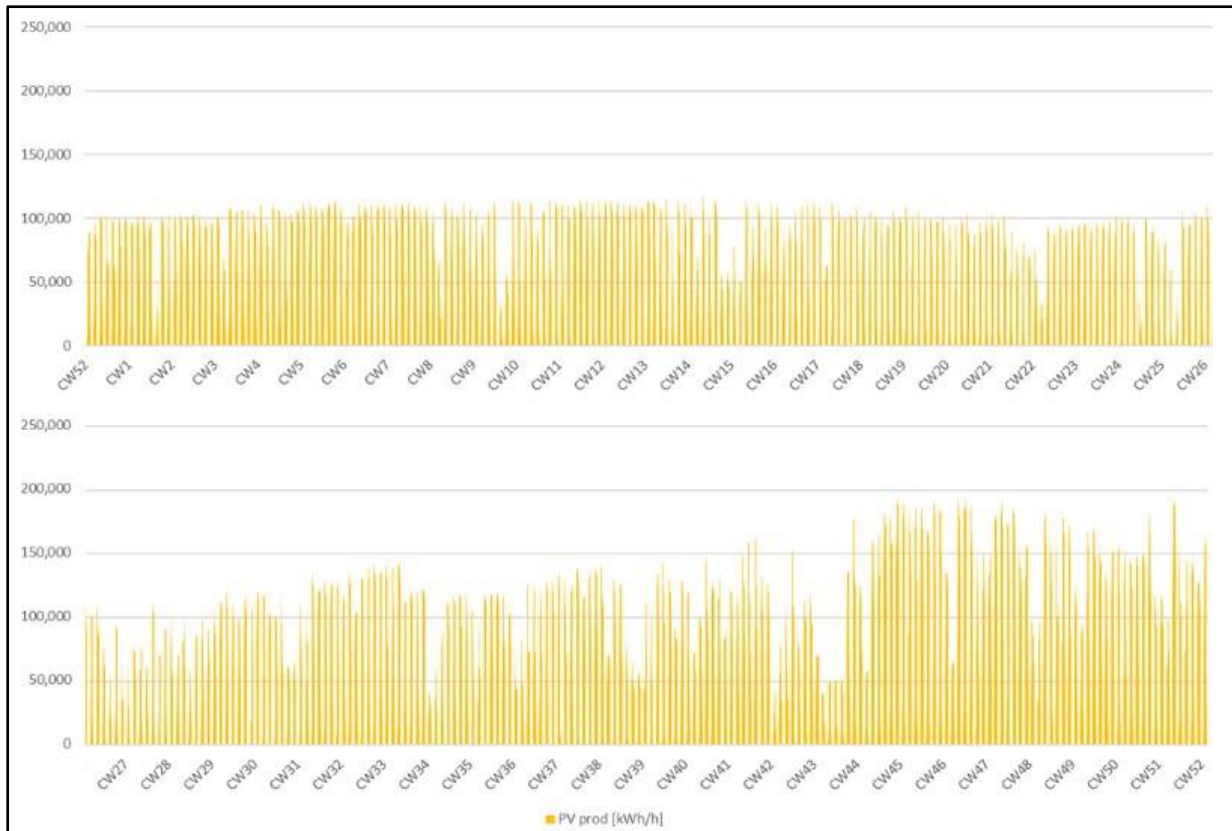


Figura 20. Producción Fotovoltaica PFV Finisterrae 2022
Fuente: Elaboración propia a partir de CEN, 2022. Nota: CW significa semana

En el gráfico de la Figura 20 se puede apreciar de forma general el perfil productivo semanal (CW o “current week”) del Parque Fotovoltaico Finis Terrae para el año 2022. En las últimas ocho semanas del año tenemos el peak de producción fotovoltaica entre noviembre y diciembre, así como en los meses de Julio y agosto tenemos la menor producción de energía. Esto se debe principalmente al número de horas de sol dado la estación climatológica en que se encuentra la zona en esas fechas.

Se observan algunos gaps o vacíos de producción en el gráfico, asociándose a desconexiones de la planta al Sistema Eléctrico Nacional, provocando los vertimientos con los cuales se plantea trabajar.

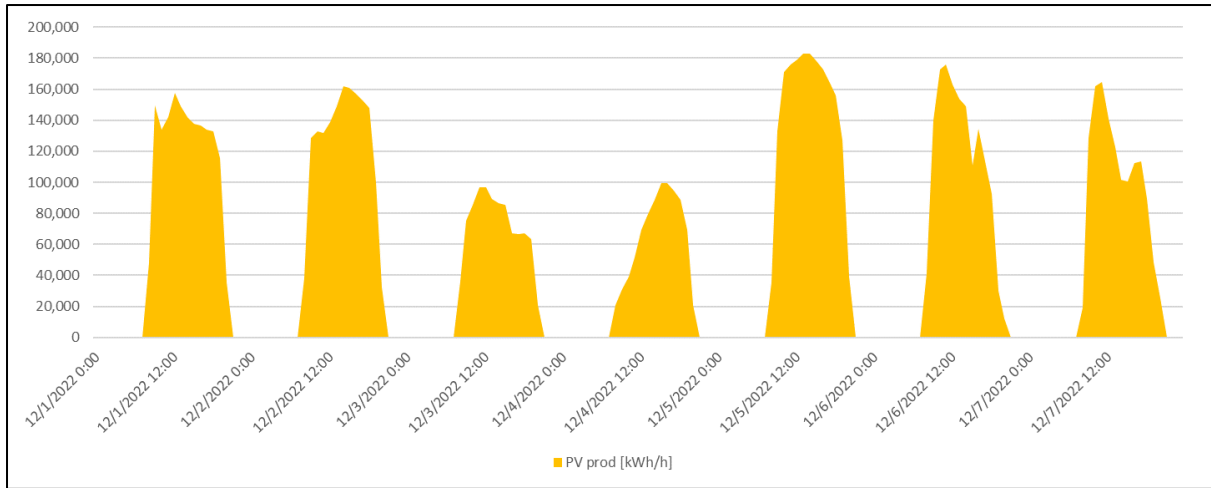


Figura 21. Producción Semana 1, diciembre 2022 PFV Finis Terrae

Fuente: Fuente: Elaboración propia a partir de CEN, 2022.

En verano, el parque solar Finis Terrae presenta trece con treinta horas de sol al día, lo cual se puede ver reflejado en el ancho de las barras mostradas en la figura 23, en comparación al perfil de producción en invierno, en la figura 24, donde las horas de sol disminuyen a diez (MapLogs, 2022).

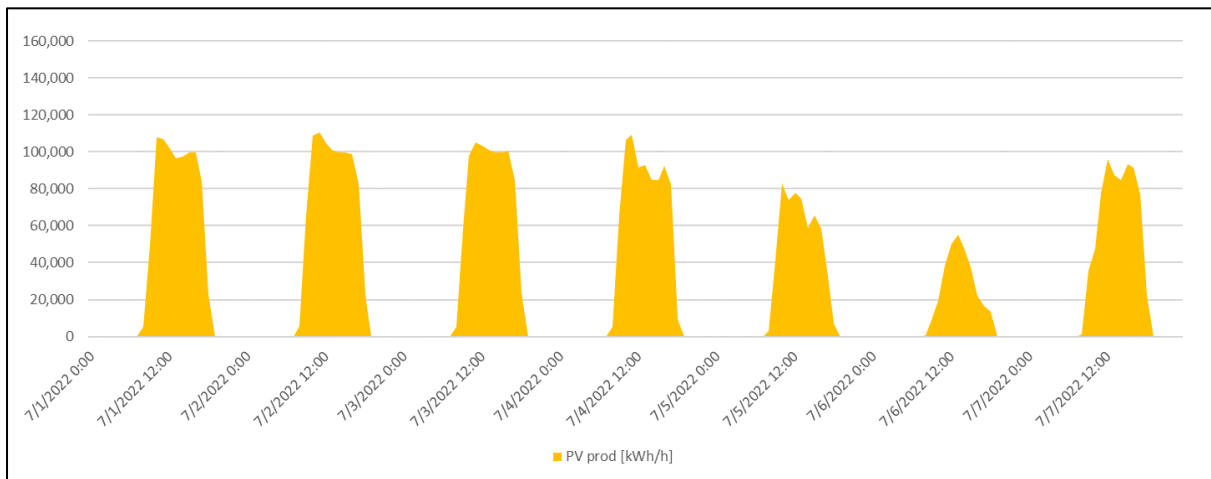


Figura 22. Producción Semana 1 agosto 2022 PFV Finis Terrae

Fuente: Fuente: Elaboración propia a partir de CEN, 2022.

Los detalles de generación eléctrica se presentan en la Tabla 6.

Tabla 6. Detalles Generación PFV Finis Terrae

Parámetros	Potencia Real (MW)	Prod. 2022 (GWh)	T. de funcionamiento (h)	Funcionamiento a potencia máxima (h)	Ciclos de Apagado-Encendido	Prod. Máxima Diaria (MWh)
Valor	241	369	4.543	1.538	368	193

Fuente: Enel Green Power, 2022.

(b) Cálculo de vertimientos eléctricos: Las desconexiones fotovoltaicas son informadas bajo solicitud al Coordinador Eléctrico y deben indicar la afectación de algún consumo libre o regulado, subestación afectada, número de clientes, potencia desconectada, tiempo de interrupción, así como el valor de la potencia promedio calculada por la Distribuidora respectiva para el caso de clientes regulados. No son consideradas las interrupciones en donde el solicitante y el consumo afectado son del mismo propietario cuando estos son clientes libres (CEN, 2021).

Se utilizó la cantidad de electricidad que fue desconectada de la central Finis Terrae, informadas desde la plataforma del Coordinador Eléctrico Nacional a escala horaria en el año 2022, la cual se puede ver en la figura 23.

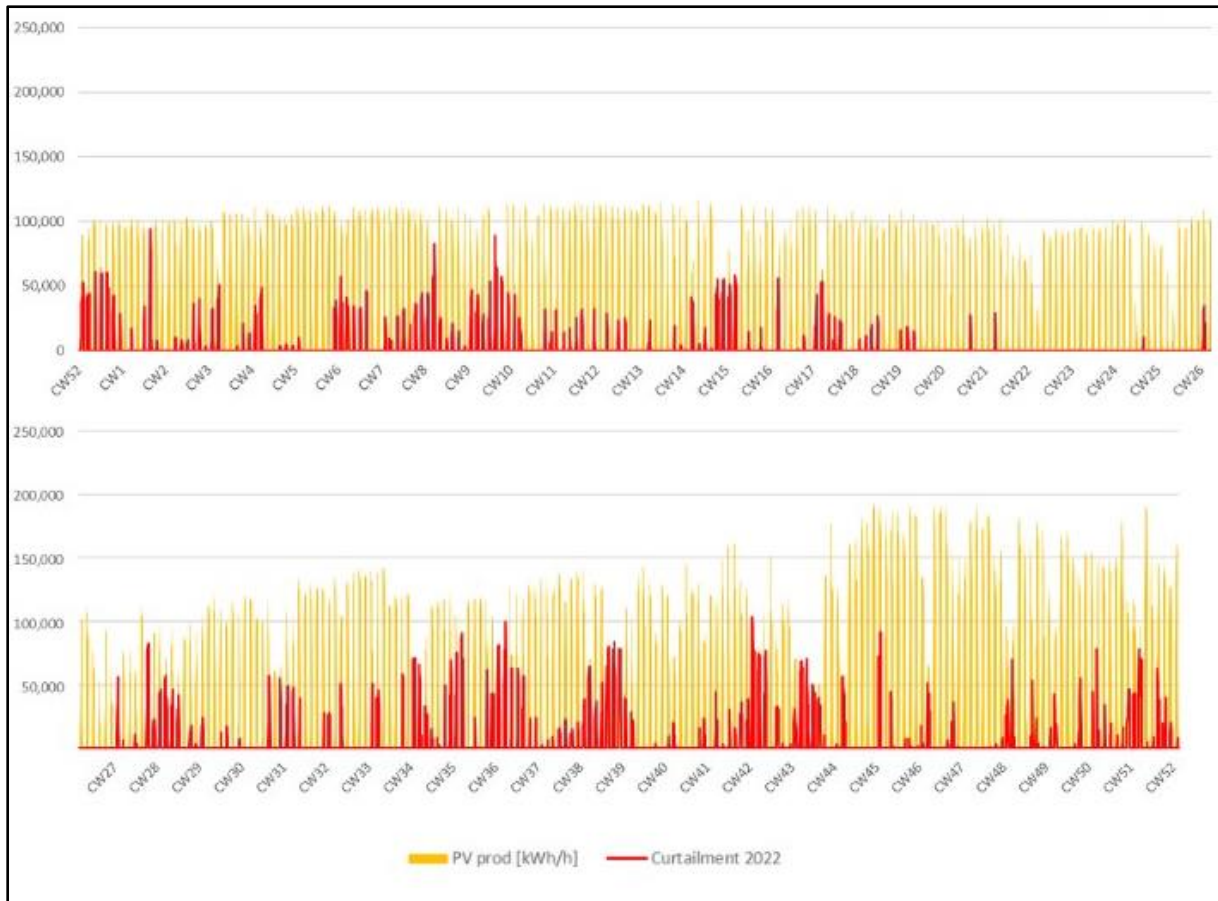


Figura 23. Vertimiento comparado con producción PFV Finisterrae 2022

Fuente: Elaboración propia a partir de CEN, 2022.

Tabla 7. Parámetros de Vertimientos PFV Finis Terrae

Parámetros	Vertimiento Acumulado 2022 (MWh)	Vertimiento máximo diario (MWh)	Tiempo en Desconexión (h)	Pérdidas Económicas (€) *
Valor	35.663	104	1.334	845.213

Fuente: CEN, 2022.

*Precio energía fotovoltaica 23.7 €/MWh. Fuente: CNE, 2022.

(c) Dimensionamiento del electrolizador: Uno de los principales objetivos es determinar el tamaño ideal del electrolizador que pueda minimizar el coste nivelado del hidrógeno a producir, y que el dimensionamiento sea ideal para obtener entre un 70%-100% de horas totales de funcionamiento del electrolizador en su capacidad máxima. El tamaño de electrolizador se puede determinar de forma general atendiendo al tamaño de la planta fotovoltaica. En el común de los proyectos es normal tomar la mitad de capacidad de

producción de la planta fotovoltaica (San José, B., 2022). Si bien este criterio puede arrojar un número aproximado, en este estudio se evaluarán diferentes escenarios usando la capacidad de producción y la energía vertida, evaluando qué modelo cumple con los criterios de rentabilidad y costes nivelados de producción.

De acuerdo con la ilustración de la figura 24, de Hydrogen Europe, se presenta una relación entre la potencia del electrolizador con respecto a la potencia de la fuente de energía renovable. Se concluye que cuando el ratio entre la capacidad del electrolizador y la generación fotovoltaica es 1, (i.e. 1 MW de fotovoltaica y 1 MW de capacidad de electrólisis), el electrolizador sólo estaría usando casi un 20% de las horas totales, lo que sería un aprovechamiento muy bajo.

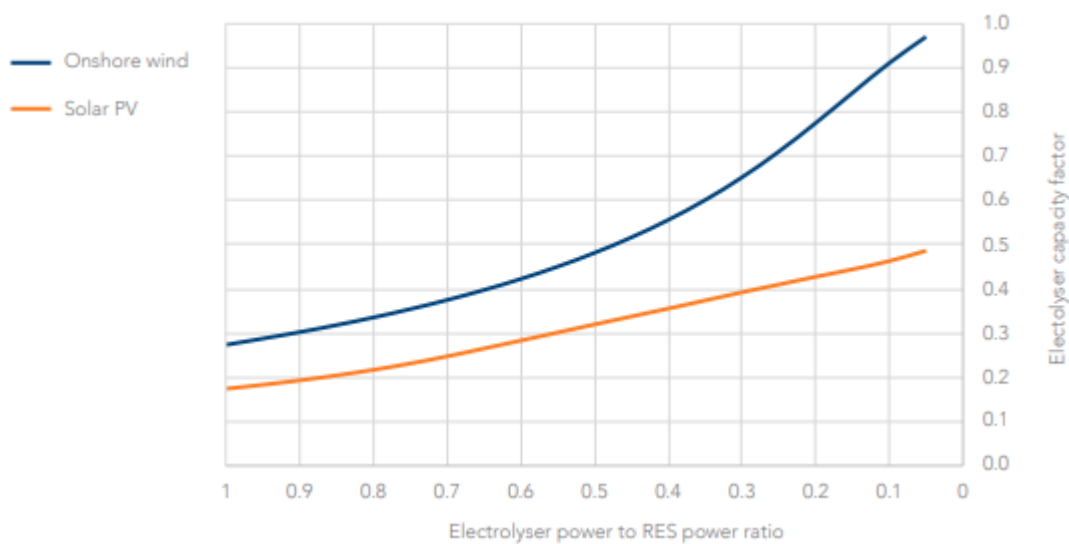


Figura 24. Relación entre la capacidad del electrolizador y la capacidad de fuente de energía renovable

Fuente: Hydrogen Europe, 2020.

En este estudio se establecen diferentes ratios, probando escenarios desde 0.14 hasta 0.30, donde por ejemplo si tenemos un ratio de 0.2 con 100 MW de capacidad fotovoltaica, el electrolizador estará dimensionado a 20 MW aproximadamente. Esto con el fin de conseguir el mayor número de horas de funcionamiento.

La producción de H₂ está ligada al tamaño del electrolizador como a la carga de energía eléctrica. A mayor electricidad alimentada, más cantidad de H₂ se producirá para un mismo electrolizador.

Para el modelo generado, se seleccionó un electrolizador bajo la tecnología de Membrana de Intercambio de Protones (PEM), comparando las características de la electrólisis Alcalina (AEM), por Membrana de Protones y de Óxido Sólido (SOEC) en la tabla 8.

Tabla 8. Comparación Tecnologías de Electrólisis

Parámetros	PEM	SOEC	AEM
T. Operación (°C)	50-80	500-1000	60-90
Partida en Frío (min)	<20	>60	20-120
Pureza de H ₂ (%)	99.99-99.9999	99.9	>99.5
Consumo Energético Específico (kWh/Nm ³)	4.4-6.5	3.	3.8-5.9
CAPEX (€/kW)	1700-2500	>2000	2500-5000
OPEX (%CAPEX/a)	3-5	n.a.	2-3

Fuente: Zamora, A., 2021.

La elección del electrolizador por Membrana de Intercambio de Protones (PEM) se basa en:

- Producción de Hidrógeno de Alta Pureza.
- Tiempo de inicio más rápido.
- CAPEX accesible (ver tabla 8).
- Respuesta Rápida y Dinámica a las condiciones variables de la red.
- Puede operar con bajas cargas de energía hasta con altas cargas.
- Chile está teniendo cada vez más competencia con el uso de la tecnología PEM para la producción de hidrógeno verde, fomentando incluso la construcción de los propios equipos de electrólisis en la zona (McKinsey & Co, 2020).

En específico, el modelo a utilizar será el Siemens Silyzer 300, el cual está siendo usado actualmente en el Proyecto e-fuels “Haru-Oni” en el sur de nuestro país con una potencia por stack de 17.5 MW, teniendo la capacidad de acoplar múltiples stacks para obtener una mayor capacidad de producción de hidrógeno verde.

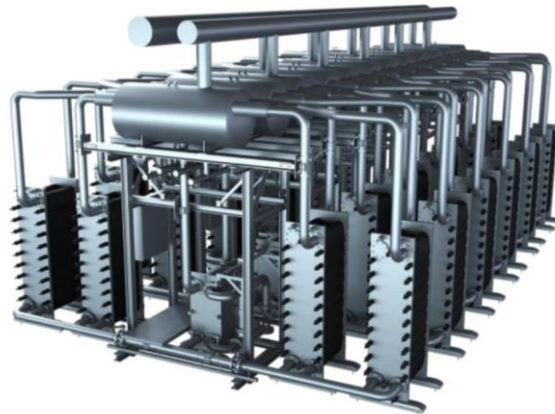


Figura 25. Electrolizador PEM Silyzer 300

Fuente: SIEMENS, 2021.

Los parámetros de funcionamiento están determinados por el mismo fabricante pudiendo visualizarlos en la Tabla 9.

Tabla 9. Ficha Técnica PEM Siemens Silyzer 200

Parámetros	Valor
Producción de H2	335 kg/h
Eficiencia	>75.5%
Tiempo de Partida	<1 min
Dimensión	15,0 x 7,5 x 3,5 m
Presión de Entrega	Según requerimiento
Consumo agua desmineralizada	10 l/kg H ₂
Pureza de Gas en Seco	99,9999%
CAPEX	840 €/MW

Fuente: SIEMENS, 2021.

El tiempo de vida del electrolizador está determinado por las horas de funcionamiento. Ya que no presenta algún tipo de desgaste mientras está fuera de funcionamiento, este valor se determinó en 80.000 horas de funcionamiento estimado. Debido a la escasa información existente, se tomaron ejemplos de proyectos similares con el uso del presente electrolizador.

Para determinar el consumo eléctrico horario del electrolizador se usó la siguiente función lógica en el modelo de Excel (2):

$$PEM P con = IF (AND (Elec Cap * Cap min < PV prod , PV Prod < Elec Cap), PV Prod, IF (PV Prod > Elec Cap , Elec Cap , 0)) \quad (2)$$

Donde

- Elec Cap: Capacidad del Electrolizador (kWel/h)
- PV Prod: Producción Fotovoltaica (kW/h)
- Cap Min: Capacidad mínima porcentual del electrolizador (%)

Esta expresión quiere decir que cuando la capacidad mínima del electrolizador es menor a la producción fotovoltaica y a su vez, la producción fotovoltaica es menor a la capacidad máxima, entonces el consumo de energía que tendrá la PEM será igual a la energía fotovoltaica inyectada en el momento. Si eso no es cierto, compara si la producción FV es mayor que la capacidad máxima y en ese caso el consumo energético de la PEM es equivalente a la capacidad máxima del electrolizador, de lo contrario, devuelve cero.

La producción horaria de hidrógeno se calcula en el modelo con la ecuación (3):

$$H2 Prod = \frac{(H2 UHV * PEM P Con)}{P con} \quad (3)$$

Donde

- H₂ UHV (Hydrogen Upper Heating Value): Poder Calorífico Superior de Hidrógeno (3.54 kWh/Nm³)
- PEM P con: Consumo eléctrico del electrolizador
- P con: Consumo eléctrico por Nm³ producidos (kWh/Nm³)

El tiempo de funcionamiento (runtime) y tiempo de funcionamiento a máxima capacidad (max. load runtime) se calculó bajo las funciones (4) y (5) respectivamente:

$$\mathbf{Runtime = 8760 - COUNTIF(Rango de H2 Prod, 0) \quad (4)}$$

- En esta expresión se hace una resta de las horas totales anuales con un conteo simple en el rango de horas que opera el electrolizador.

$$\mathbf{Runtime Max. Load = \frac{SUM(Rango PEM P Con)}{Elec Cap} \quad (5)}$$

- En esta expresión es posible obtener la cantidad de horas en que el electrolizador opera con capacidad máxima.

El consumo de agua se calcula en este modelo bajo la siguiente ecuación (6):

$$\mathbf{H2O Consumption = H2 Produced * Ratio \frac{H2O}{H2} \quad (6)}$$

Donde

- H₂ Produced: Producción anual de Hidrógeno Verde
- Ratio H₂O/H₂: 0.0009

Los parámetros de agua para introducir al electrolizador están dados en la siguiente tabla:

Tabla 10. Parámetros de entrada de agua al electrolizador

Parámetros del Agua de Alimentación	
Presión máxima	2 bar
Condición General	Desmineralizada/Desalinizada
Tmax	50 °C
Conductividad Máxima	1 μ S/cm
Silicatos	<5 ppb
Dureza	<1 ppm

Fuente: Zamora, A., 2021.

3.3.3 Sistema de Almacenamiento

La principal dificultad para el uso de hidrógeno es el almacenamiento. El hidrógeno en forma de gas ocupa 3000 veces más espacio que un gas con la misma cantidad de energía a temperatura y presión ambiente. En consecuencia, es necesario utilizar hidrógeno en compresión, licuefacción u otros métodos que lo adapten a diferentes aplicaciones como vehículos, industrias o movilidad sostenible.

Debido a que el alcance de este proyecto no es analizar el comportamiento termodinámico ni la dinámica de flujos de los sistemas a incorporar, se plantea una configuración general del sistema de almacenamiento.

Por una parte, el sistema de almacenamiento será a través del sistema de hidrógeno comprimido (CGH₂), pese a que existe también el almacenamiento por líquido criogénico (LH₂), este último usa gran cantidad de energía para mantener la temperatura apropiada. En cambio, el almacenamiento de Hidrógeno comprimido en gran escala será versátil para la aplicación de rellenado de camiones, de esta forma será dinámica y adaptable para cualquier aplicación, industria o servicio a la cual se le quiera proveer de este gas.

En el presente estudio, se aborda la utilización de un tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido estacionario de gran escala, en la cual se requieren los materiales adecuados para evitar fragilidades causadas por la fijación del hidrógeno

a la superficie de estos materiales (Michler T., 2012). Los materiales que son más adecuados para estas aplicaciones son el acero inoxidable austenítico, el aluminio y las aleaciones de cobre, conocidos por su resistencia y oposición a los efectos del hidrógeno a temperatura ambiente (Michler T., 2016).

El tamaño del almacenamiento estará dado por cada escenario planteado, debido a las diferentes magnitudes de hidrógeno que serán producidas en cada uno. La presión de funcionamiento del almacenamiento se establecerá a 300 bar, para optimizar costos y tener una presión adecuada a las aplicaciones a las cuales queremos proveer, ya que este tipo de almacenamiento tiene la capacidad de funcionar desde 200 bar a 980 bar (Zheng J., 2008). En relación con los efectos de compresibilidad del hidrógeno, se ha identificado que las variaciones en la presión de almacenamiento inciden directamente en la masa del tanque. Este fenómeno se explica por la no linealidad entre el aumento de presión y el volumen del gas (A. Colozza, 2012).

Por último, debido a las características y al deterioro que se genera en los tanques de hidrógeno, el tiempo de vida útil empieza a correr a partir desde que se instala el sistema, sin importar que no se use el estanque e independiente de los ciclos de carga y descarga. Este tiempo de vida útil será asumido a “10” años, con cero kWh/h de Hidrógeno almacenado en su estado inicial.

(a) Parámetros de funcionamiento del sistema de almacenamiento

La carga de hidrógeno al sistema de almacenamiento se calcula en el modelo bajo la expresión (7):

$$H2 \text{ storage load } \left(\frac{kWh}{h} \right) = H2 \text{ Prod} - H2 \text{ Output (7)}$$

Donde

- H₂ Output: Es la salida de H₂ al sistema directamente al consumidor (kWh/h)

La capacidad del sistema del almacenamiento se calcula bajo la siguiente expresión lógica en el modelo (8):

$$H_2 \text{ Stor Cap} = IF (H_2 \text{ Stor Cap} + H_2 \text{ Stor Load} < 0, 0, H_2 \text{ Storage Cap} + H_2 \text{ Storage Load}) [x-1] \text{ (8)}$$

** La expresión [x-1] significa que las variables de cálculo se refieren a la celda anterior, en el caso de la segunda celda en la serie se calcula con valores cero, debido a que el almacenamiento parte del vacío de hidrógeno.

Donde

- H₂ Stor Load: La carga de hidrógeno al sistema, puede ser positiva si se inyecta hidrógeno y negativa cuando el hidrógeno es descargado del almacenamiento.
- H₂ Stor Cap: Capacidad de Almacenamiento del tanque de Hidrógeno.

Esta expresión se asegura de ir contando la cantidad de hidrógeno que está dentro del tanque, y que se vaya actualizando la cantidad a medida que rellenamos y vaciamos el tanque de almacenamiento.

(b) Consumo energético del sistema de almacenamiento:

El consumo energético horario del sistema de almacenamiento está determinado, según el modelo usado, por la ecuación (9):

$$H_2 \text{ Stor P Con} = IF (PEM \text{ Press} > \text{Stor Press}, 0, IF (H_2 \text{ Stor Load} \leq 0, 0, H_2 \text{ Stor Load} / PEM \text{ Cap} * \text{Hydrogen Density} * 4124 * 293 * \ln ((H_2 \text{ Stor Load} / PEM \text{ Cap} / PEM \text{ Press}) / (H_2 \text{ Stor Load} / PEM \text{ Cap} / \text{Stor Press})) / (3.6 * 10^6) / 0.4)) \text{ (9)}$$

Donde

- PEM Press: Presión de salida del Hidrógeno producido en el electrolizador (bar)
- Stor Press: Presión de operación del almacenamiento (bar)
- H₂ Stor Load: Carga horaria del hidrógeno al almacenamiento

Esta ecuación consta de algunos fundamentos clave:

- Condición de presión: La primera parte de la ecuación verifica si la presión de salida del hidrógeno del electrolizador es mayor que la presión de almacenamiento. Si es así, el resultado es cero, lo que indica que no se requiere energía para comprimir el gas dentro del almacenamiento.

- Condición de carga no positiva: La segunda parte evalúa si la carga del hidrógeno al almacenamiento es menor o igual a cero. Si es así, el resultado también es cero, lo que significa que no se están agregando cantidades positivas al almacenamiento.
- Cálculos detallados: Si ninguna de las operaciones se cumple, el modelo realiza cálculos que proporcionan finalmente la cantidad de electricidad necesaria para inyectar al hidrógeno al almacenamiento considerando su densidad, eficiencia y restricciones de presión y carga.

Finalmente el tamaño del tanque de almacenamiento se calcula bajo la siguiente ecuación (10):

$$\text{Storage Size} = \frac{H_2 \text{ Max Capacity}}{\text{Stor Press (bara)}} \quad (10)$$

Donde

- H₂ Max Capacity: Capacidad de hidrógeno máxima del sistema de almacenamiento.

3.3.4 Escenarios Técnicos

Con el fin de poder analizar diferentes casos y posibilidades de implementación de la planta de hidrógeno verde para aprovechar los vertimientos de energía solar del parque fotovoltaico Finis Terrae, se propondrán tres escenarios los cuáles serán comparados a nivel técnico y económico y determinar cuál es más plausible para su implementación.

- (a) Producción de hidrógeno verde sólo con energía solar: En este escenario se visualizará cómo se vería la producción de hidrógeno sólo con la energía solar dispuesta hacia la red de distribución, o sea, con la energía real producida, asumiendo además que no existen vertimientos energéticos. Para después analizar su factibilidad técnica y económica.

- (b) Producción de hidrógeno verde sólo con vertimientos de energía solar: Este escenario visualiza la producción de hidrogeno sólo con la energía en desconexión en 2022, y revisar su factibilidad técnica y económica.

- (c) Producción de hidrógeno verde con vertimientos e inyección normal de contingencia: Este escenario tiene por objetivo incorporar los vertimientos eléctricos al sistema de producción de hidrógeno y, sólo si se da el caso, en los periodos en que no tenemos energía vertida para inyectar al electrolizador, se hará uso de energía solar normal producida por el parque fotovoltaico Finis Terrae, la cual será separada en un porcentaje no riesgoso de la inyección de la red de distribución para incorporarla en el electrolizador. Este porcentaje debe rondar entre el 15% - 20% de la capacidad máxima de generación fotovoltaica en el año 2022.

3.4. Evaluación Económica

En esta sección se presentará la metodología de evaluación económica para la prefactibilidad de la planta de hidrógeno verde para el norte de Chile, analizando los diferentes componentes de inversión como gastos de capital (CAPEX), gastos de operación (OPEX), tipos de financiamiento y las métricas de rendimiento económico como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Periodo de Retorno de Inversión (pay-off).

La perspectiva de evaluación económica para esta tipología de proyectos puede variar si se trata de inversionistas, operadores o desarrolladores de proyecto. En general, estos agentes necesitan considerar al menos los costes de los componentes que se incurren en la instalación a llave en mano de un electrolizador. Según Umlaut, 2023, existen diferentes tipos de estructura de costes dependiendo del alcance que se quiera abordar, y la etapa en la que se encuentre la evaluación de proyecto, como se muestra en la figura 26.



Figura 26. Niveles de análisis de coste

Fuente: Adaptado de Umlaut, 2023 basado en Siemens AG.

Como el presente estudio es un análisis de prefactibilidad técnica y económica, se considera una estructura financiera simplificada en la que los límites de inversión son calculados hasta la salida de hidrógeno desde el electrolizador. Esto quiere decir que el CAPEX considera solamente la propia PEM y el balance de planta (BoP), constituido por la instalación eléctrica, sistemas de compresión de hidrógeno y refrigeración, todo en uno solo. Cabe destacar que el costo de ingeniería y construcción viene incluido dentro del CAPEX del electrolizador.

Con respecto a los sistemas de almacenamiento y distribución, la literatura también menciona, que al ser múltiples las posibles soluciones disponibles, los costos de estos no pueden tenerse en cuenta fácilmente, y por tanto, se omitirán dentro del cálculo simplificado planteado (Agora Industry, 2023). Cabe mencionar que debido al horizonte de evaluación económica escogido, el costo nivelado de hidrógeno verde podría variar en la medida que se avance de nivel en la evaluación financiera, no sólo

es importante considerarlo, sino también hacer los correctos estudios a posterioridad dependiendo de los resultados a obtener.

3.4.1. Costo de Inversión Inicial

El costo de inversión inicial (CAPEX) para el sistema Power-to-Hydrogen está basado en la siguiente ecuación (11):

$$CAPEX = C_{el} + C_x \quad (11)$$

Donde

- C_{el} : Costo de Electrolizador [euros €]
- C_x : Costo de Contingencia [euros €]

El costo de Operación (OPEX) está dado por la siguiente función (12):

$$OPEX = O\&M_{el} + E + In \quad (12)$$

Donde

- $O\&M_{el}$: Costos de operación y mantenimiento del electrolizador [€/año]
- E : Empleados [€/año]
- In : Seguros y consultorías (Insurances) [€/año]

3.4.2. Parámetros de Evaluación Económica

Para la evaluación económica se utilizó una tasa de descuento de 4,12%, acorde una estructura de capital fija donde el 30% será capital propio y el 70% por endeudamiento. Agregando una tasa de interés del 4% aproximadamente según las rebajas a realizar por CORFO a las instituciones financieras que provean créditos a proyectos de eficiencia energética (CORFO, s. f.).

Se utilizarán parámetros financieros adecuados con los cuales poder establecer escenarios de rentabilidad para 5-10 años de retorno en promedio. Los parámetros

financieros se estimarán aproximadamente de acuerdo con proyectos similares y estarán dados en la siguiente tabla:

(a) Bancarios:

Tabla 11. Parámetros de Evaluación Financiera

Parámetros de Evaluación Financiera	
Tiempo de Amortización	15 años
Capital Propio/Deuda	30/70
Costo del Capital	8%
Costo de la Deuda	3.5%
Periodo de Financiamiento	10 años
Weighted Average Cost of Capital (WACC)	4.12%
Taxes	30%
OPEX Inflation Rate	1%

Fuente: Elaboración Propia.

(b) Incentivo al CAPEX

Debido a las iniciativas planteadas por el Proyecto País de Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, las inversiones, colaboraciones y asociaciones logradas en términos financieros, es plausible obtener incentivos o subsidios que alivianen el costo de inversión para proyectos de hidrógeno verde. Para este estudio se evaluará un margen de incentivo entre el 50%-70%, dependiendo del escenario sobre las inversiones de capital (CAPEX).

(c) Precio de Venta del H₂

Comparado con países europeos, en Chile el precio del Hidrógeno Verde disminuye y se hace más atractivo debido a las condiciones energéticas actuales ya mencionadas, estos precios se sitúan entre los 4-8 €/kg de H₂V (BCN, 2023).

Para este estudio se ajustarán los escenarios a un precio fijo de 3,5 €/kg de H₂V con el fin de generar un proyecto atractivo y demostrar avances en este tipo de tecnologías.

3.4.3. Estimación de Flujo de Caja Neto

La estimación del flujo de caja neto es esencial para comprender la dinámica financiera del proyecto. Se presentarán indicadores de balance y cálculos que mostrarán el flujo de caja neto durante la vida del proyecto. Esto incluirá ingresos por la venta de hidrógeno verde, costos operativos, ingresos netos y pago de impuestos.

(i) Ingresos

Los ingresos consideran el capital generado a través de la venta del hidrógeno verde producido por el sistema, el cual se mantiene igual a lo largo de la vida útil del proyecto. Los ingresos en el modelo son calculados bajo la siguiente ecuación (13):

$$\mathbf{Income} = \frac{(H_2 \text{ Production} * 2)}{22.414 * H_2 \text{ Bank}} \quad \mathbf{(13)}$$

Donde

- H₂ Production [Nm³/y]: Es la cantidad de hidrógeno producido en un año, en el periodo escogido.
- H₂ Bank [€/kg]: Precio de venta al mercado del hidrógeno producido.

(ii) Egresos

Dentro de los equipamientos se detallan los componentes principales de la planta de hidrógeno verde para obtener la estructura de costes potencial que tendrá el proyecto a nivel general.

Los egresos son calculados bajo la siguiente expresión (14):

$$\mathbf{Expenses[i] = CAPEX + OPEX[i] \quad (14)}$$

*i: año de operación

3.4.4. Estimación de Indicadores de Rentabilidad

La sección de evaluación económica concluirá con la estimación de indicadores de rentabilidad que ayudarán a evaluar la viabilidad financiera del proyecto. Se presentarán KPIs (Key Performance Indicators) y los métodos de cálculo utilizados para determinar la rentabilidad del proyecto. Se calcularán métricas financieras clave como el Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH), Valor Actual Neto (VAN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para evaluar la rentabilidad del proyecto.

(i) Costo Nivelado del Hidrogeno Verde (LCOH)

El Costo Nivelado del Hidrógeno Verde corresponde al costo de producir 1 kg de hidrógeno, teniendo en cuenta el costo estimado de inversión y el costo de operación de los activos involucrados en la producción. Arroja además conclusiones que permiten comparar escenarios diferentes entre una misma tecnología incluso, puede medir la competitividad de diferentes tecnologías a lo largo de los años. En este estudio se compararán 3 diferentes escenarios de precios de venta de electricidad ocupada para producir hidrógeno, considerando en un primer caso los beneficios por venta de hidrógeno (proceeds), con un precio de venta estandarizado de hidrógeno verde de 5.6 €/kg H₂ (Interreg, 2022), y también considerando el proyecto sin la venta de hidrógeno (no proceeds). Este parámetro estará dado por la siguiente función, basada en el costo nivelado de producción de gas natural sintético (15):

$$LC_{SNG} = \frac{\sum(af \times cost_{invest}) + \sum_{time}(O\&M)_{var,fix}}{\sum_{time} SNG_{produced}} \quad (15)$$

Donde

- af: annuity factor o factor de anualidad
- Cost invests: CAPEX
- O&M: OPEX
- SNG produced: Hidrógeno producido
- time: periodo de evaluación escogido

(ii) Indicadores de Rentabilidad

Se utilizaron tres indicadores de rentabilidad; Valor actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Retorno de Inversión (PRI o “pay-back”). Los indicadores se calcularon bajo las ecuaciones (16) y (17) respectivamente.

➤ Valor Presente Neto (VAN)

$$NPV = \sum_{i=1}^N \frac{values_i}{(1+rate)^i} \quad (16)$$

Donde

- Values: Es la serie de datos correspondiente al flujo de caja libre después de impuestos
- Rate: Costo de equity, fijado al 8%
- i: periodos en años.

➤ Tasa Interna de Retorno

$$0 = NPV = \sum_{n=0}^N \frac{CFn}{(1+IRR)^n} \quad (17)$$

Donde

- CF: Flujo de caja libre después de descontar impuestos
- IRR: Tasa interna de Retorno (Internal return of investment)
- n: Periodo de Evaluación

3.4.5. Precios de H₂ por subvención de CAPEX.

Como ya se ha mencionado, en Chile existe una gran oportunidad para levantar estos proyectos con ayuda gubernamental, es por esto que luego de escoger el escenario más plausible económicamente y técnicamente, se analizará como varía el precio de hidrógeno verde con incentivos de CAPEX desde un 0% a 80%. De esta manera se determinará cuánto se podría reducir el precio de venta de hidrógeno al mercado, haciéndolo más atractivo en términos de competencia.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Modelo conceptual para el prediseño de una planta H₂V

El modelo conceptual presentado en la [Figura 18](#) (sección 3.2) permitió posteriormente dimensionar una planta de Hidrógeno Verde teniendo en cuenta la producción de energía fotovoltaica, vertimientos generados, tamaño del electrolizador con sus respectivas presiones y estándares de funcionamiento, y el sistema de almacenamiento.

4.2. Prediseño H₂V para vertimiento solar

4.2.1. Ubicación seleccionada para el desarrollo de PtGH

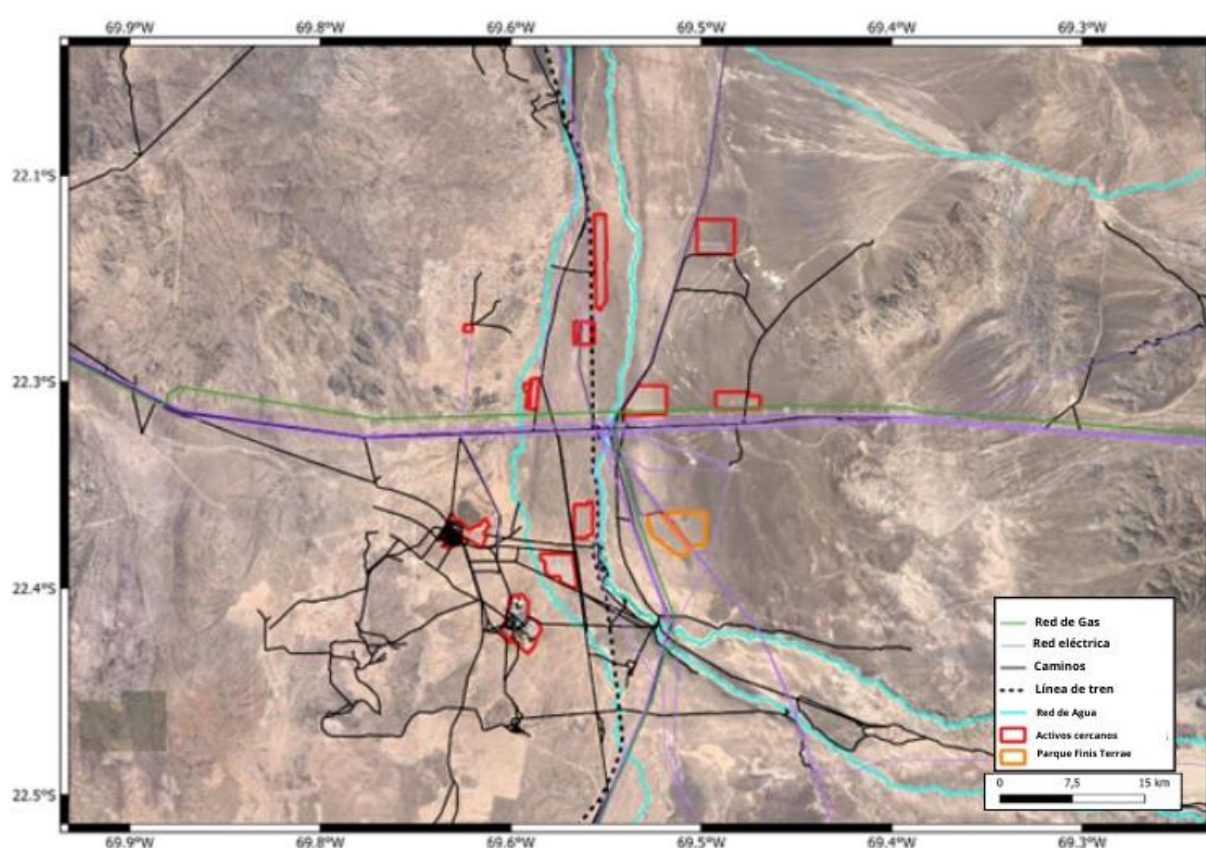


Figura 27. Mapa emplazamiento planta hidrógeno verde

Fuente: Elaboración propia a partir de IDE Energía 2023.

Para los 3 escenarios técnicos a evaluar se utiliza el presente emplazamiento detallado en las figuras 27 y 28. La planta de electrólisis se ubica en la comuna de María Helena, a 12 km de esta, siendo un importante sitio de memoria nacional debido

al reconocimiento productivo de salitre internacional en los años 1870, aún en funcionamiento. La planta de hidrógeno además se ubica adyacente hacia la parte norte del Parque Solar Finis Terrae, con el fin de mejorar la operabilidad eléctrica entre ambos proyectos. A 10 km al suroeste se encuentra la planta de nitratos “Coya Sur” perteneciente al grupo SQM, una posible fuente de demanda de hidrógeno o productos derivados de la electrólisis de agua. Cabe destacar que este prediseño no se emplaza en ninguna zona silvestre de protección ambiental (SNASPE) o zonas de interés turístico (ZOIT).

Para los tres escenarios a evaluar además se tiene una zona delimitada de mayor extensión en el caso de que se necesite incrementar el tamaño de los equipamientos y por ende el área que comprendería las instalaciones de la planta, en la figura 28 se propone un esquema básico de la configuración de los componentes en el territorio.

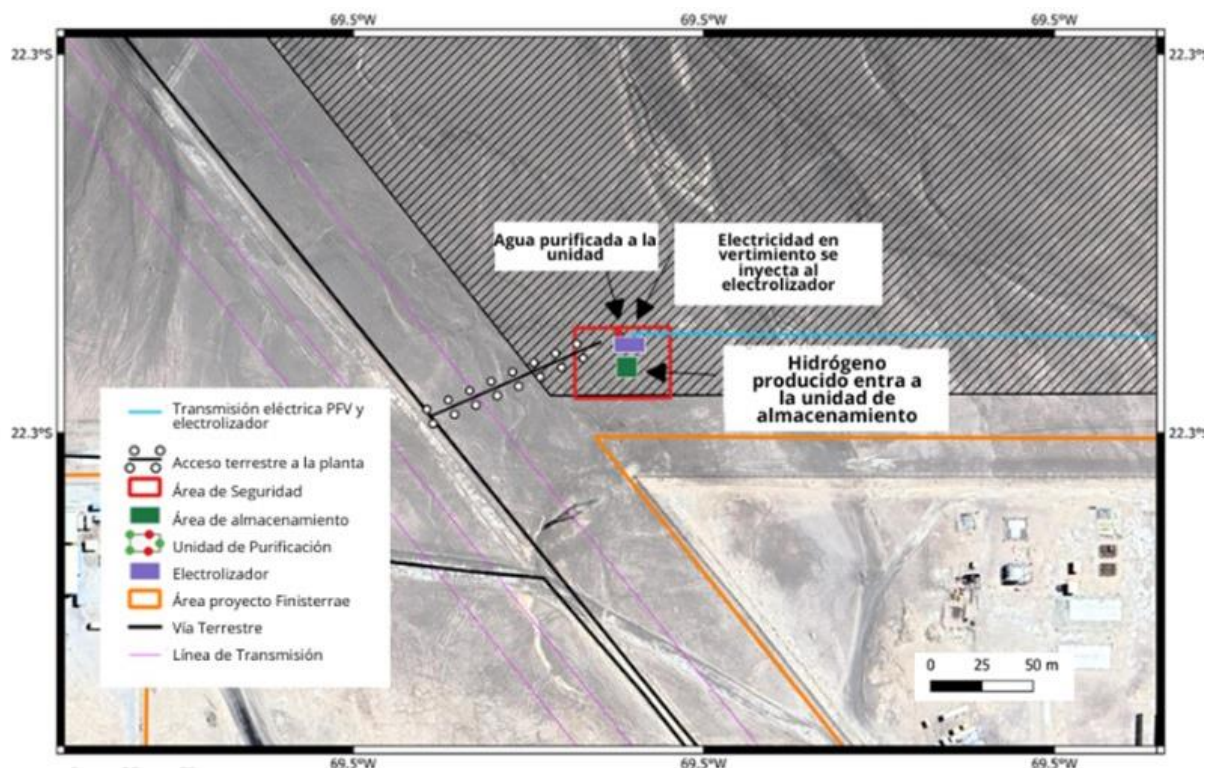


Figura 28. Zoom-in mapa de emplazamiento planta de hidrógeno verde

Fuente: Elaboración propia

Los principales componentes que comprendería el emplazamiento son el sistema de acondicionamiento de agua desmineralizada proveniente de las desaladoras, cabe destacar que este sistema no se evaluará en este estudio, pero a fines de tener una

estimación aproximada del terreno a usar es importante mencionarlo. Junto a esto tenemos el sistema de electrólisis al cual se le especifica la recepción de energía solar como principal entrada eléctrica, teniendo en conjunto el sistema de almacenamiento por tanques de forma adyacente para que una vez el hidrógeno sea producido pueda pasar directo al sistema de almacenamiento, cuando este supere la demanda del potencial cliente.

Esta configuración sería una de las óptimas debido a su cercanía con las autopistas y caminos para el transporte terrestre, facilitando la conexión entre la producción de hidrógeno y los potenciales compradores.

4.3. Resultados optimización técnica (Por escenarios)

En este apartado se entrega un detalle de los resultados obtenidos de la optimización técnica para los escenarios planteados en la [sección 3.3.4](#), dando a conocer la configuración de los sistemas, perfiles de producción y dimensiones del proyecto.

4.3.1. Escenario Producción fotovoltaica en 2022

Para este escenario se usó la energía renovable disponible del Parque Solar Finis Terrae, en la cual tenemos una producción máxima diaria de 193 MWh. Usando este valor como referencia, y el valor de 17.5 MWeI de capacidad de electrólisis por stack, se dimensionó el electrolizador PEM en 70 MWeI, esto quiere decir que 70MWh de electricidad es capaz de recibir como máximo el electrolizador. Esta elección representa un 36% de la capacidad total de la planta fotovoltaica, lo cual nos permitió obtener las mayores horas de funcionamiento del electrolizador, como se puede ver en la Tabla 12 de resultados.

Cabe destacar que para efectos económicos el electrolizador sólo funcionará si la energía disponible se encuentra a un precio de mercado de máximo 90 €/MWh, siendo la media de precio para el año 2022 de 100 €/MWh, y además, para garantizar la estabilidad de la producción e incrementar el tiempo de vida del electrolizador, se producirá hidrógeno sólo si existen como mínimo tres horas de inyección de energía constante al sistema.

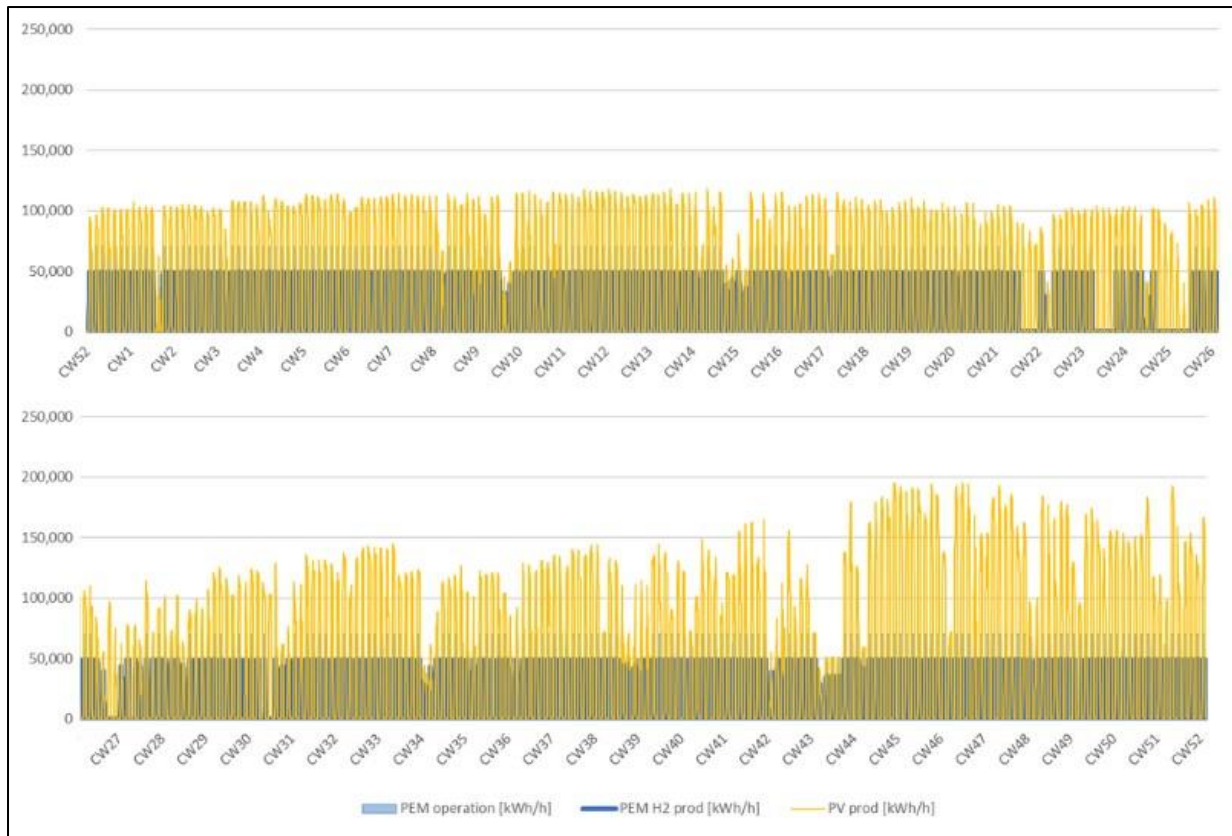


Figura 29. Producción de Hidrógeno Verde Solar PFV Finis Terrae 2022

Fuente: Elaboración propia

Podemos ver en el perfil anual que la producción se mantiene la mayoría del tiempo en su capacidad máxima, teniendo un número de horas de funcionamiento de 3.395 horas totales, de las cuales 3.138 horas (92%) son de carga completa o full load hours, quiere decir que la mayoría del tiempo el electrolizador funciona a máxima capacidad.

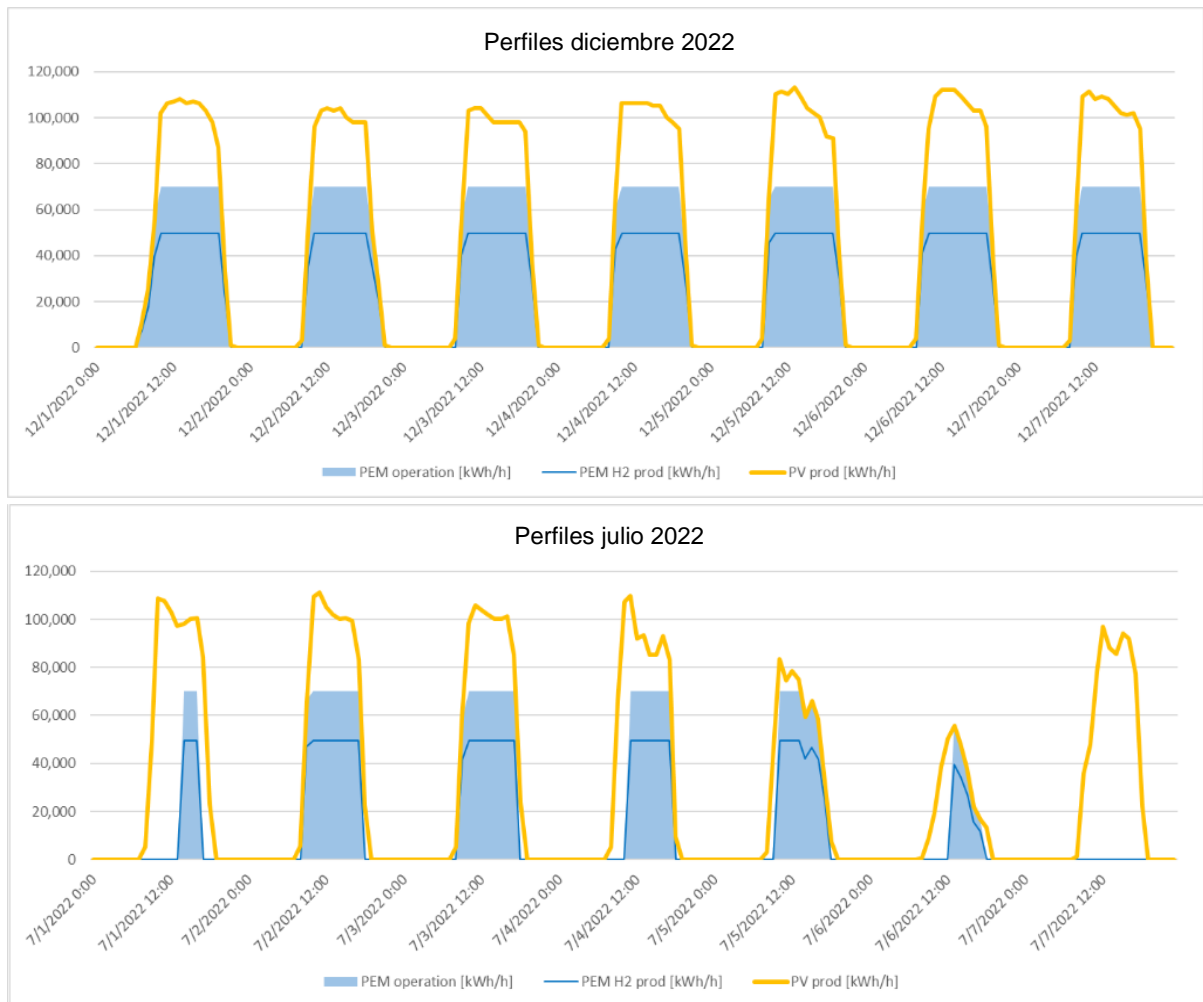


Figura 30. Perfil de producción semana verano-invierno PFV Finis Terrae 2022

Fuente: Elaboración propia

En el perfil semanal podemos ver de forma acotada los diferentes tipos de comportamiento que puede tener la producción, por una parte tenemos en diciembre el electrolizador a capacidad completa, esto tiene sentido si se considera la cantidad de horas de sol que existe en verano, las cuales son superiores que en invierno, es por esto que en el perfil semanal de julio se puede ver algunos espacios vacíos donde existe producción solar pero no producción de hidrógeno verde. Esto se relaciona con los precios de la energía solar producida, al ser invierno, las horas de sol disminuyen, el sistema distribución eléctrica posee mayor demanda eléctrica y los precios tienden a subir, teniendo por consecuencia no producir hidrógeno cuando el precio se eleva por sobre el límite de 90 €/MWh.

Tabla 12. Resultados producción de hidrógeno escenario energía disponible

Resultados Escenario Energía Disponible	
Tiempo de Funcionamiento	3.395 horas
Funcionamiento a Máxima Capacidad	3.138 horas
Producción de H₂	160 GWh/año 45.190.351 Nm ³ /año
Producción horaria máxima H₂	49.560 kWh/h
Consumo eléctrico	225 GWh/año
Producción Calor	65 GWh/año
Producción de O₂	22.564.129 Nm ³ /año
Tamaño Electrolizador	4x (3,7m * 15m * 7,5m)

Fuente: Elaboración propia

Para la configuración del sistema de almacenamiento primero se considera el proveer una cantidad específica de hidrógeno de forma constante a un posible consumidor, y el resto se dirige hacia tanques de almacenamiento. Teniendo en cuenta una producción horaria máxima de 49.560 kWh/h de Hidrógeno verde, se proveerá de 30.000 kWh/h al consumidor principal y los 19.560 kWh/h restantes pasarán a inyectarse al sistema de almacenamiento, teniendo un perfil de carga y descarga detallado en las siguientes figuras:

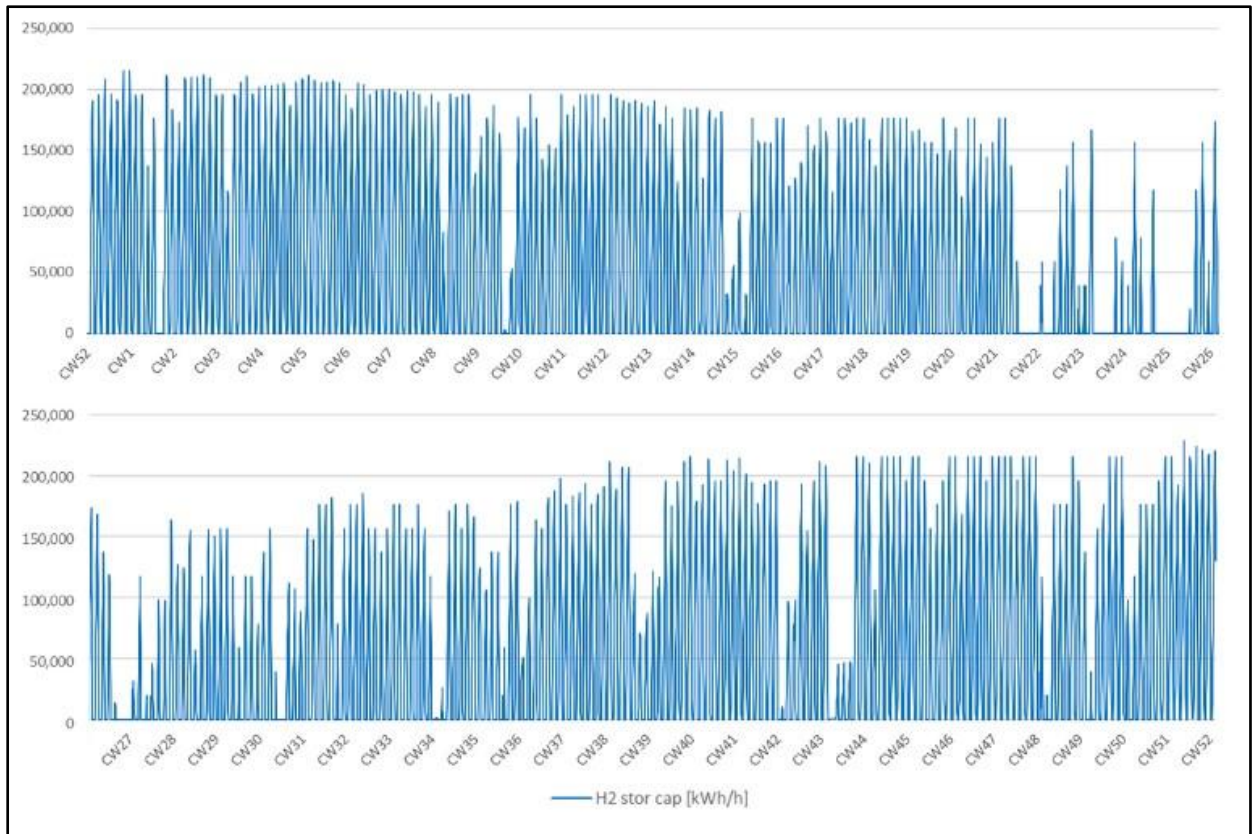


Figura 31. Perfil de almacenamiento para Hidrógeno Verde

Fuente: Elaboración propia

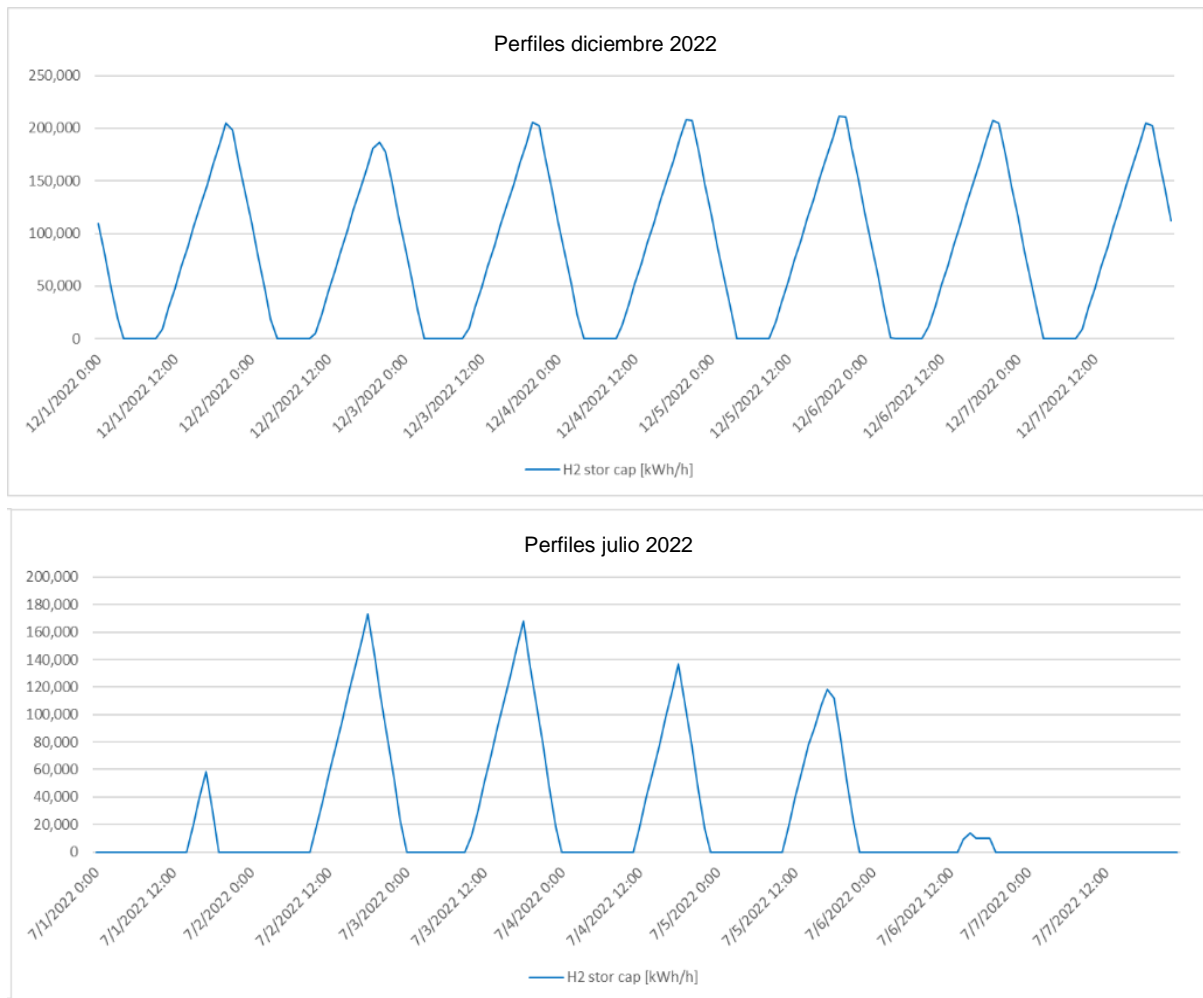


Figura 32. Perfil de almacenamiento semana Invierno-verano para Hidrógeno Verde.

Fuente: Elaboración propia

Como configuración predeterminada se establece que el tanque de hidrógeno descargará cuando la carga de hidrógeno diaria haya terminado, de esta forma podríamos transportar diariamente hidrógeno hacia un segundo consumidor a través de camiones de gas comprimido. Los parámetros de carga y descarga de los tanques de almacenamiento de detallan en la tabla 13.

Tabla 13. Resultados almacenamiento hidrógeno escenario energía disponible

Parámetros de carga tanques de almacenamiento	
Carga máxima horaria	19.560 kWh/h
Hidrógeno total consumido	56 GWh/año
Máxima capacidad tanques	229 MWh/h 64.664 Nm ³
Tamaño final tanque	215 m ³ (10m x 10m x 2.15m)

Fuente: Elaboración propia

4.3.2. Escenario Vertimiento generado en 2022

Para este escenario se usó la energía en vertimiento del Parque Solar Finis Terrae, en la cual tenemos que la mayor cantidad de vertimientos se encuentra entre los rangos de 50-60 MWh, en este rango tenemos la mayoría de los días en desconexión. Usando este valor como referencia, y el valor de 17.5 MWeI de capacidad de electrólisis por stack, se dimensionó el electrolizador PEM en 17.5 MWeI, esto quiere decir que 17.5 MWh de electricidad es capaz de recibir como máximo el electrolizador. Esta elección representa un 29.1% del promedio de los vertimientos máximos para 2022, lo cual nos permitió obtener las mayores horas de funcionamiento del electrolizador.

Cabe destacar que para efectos económicos el electrolizador sólo funcionará si la energía disponible se encuentra a un precio de mercado de máximo 120 €/MWh, siendo la media de precio para el año 2022 de 100 €/MWh, en este caso se aumenta el rango de precio de la electricidad a usar con el fin de maximizar la operación del electrolizador, y además, para garantizar la estabilidad de la producción e incrementar el tiempo de vida del electrolizador, se producirá hidrógeno sólo si existen como mínimo 3 horas de inyección de energía constante al sistema.

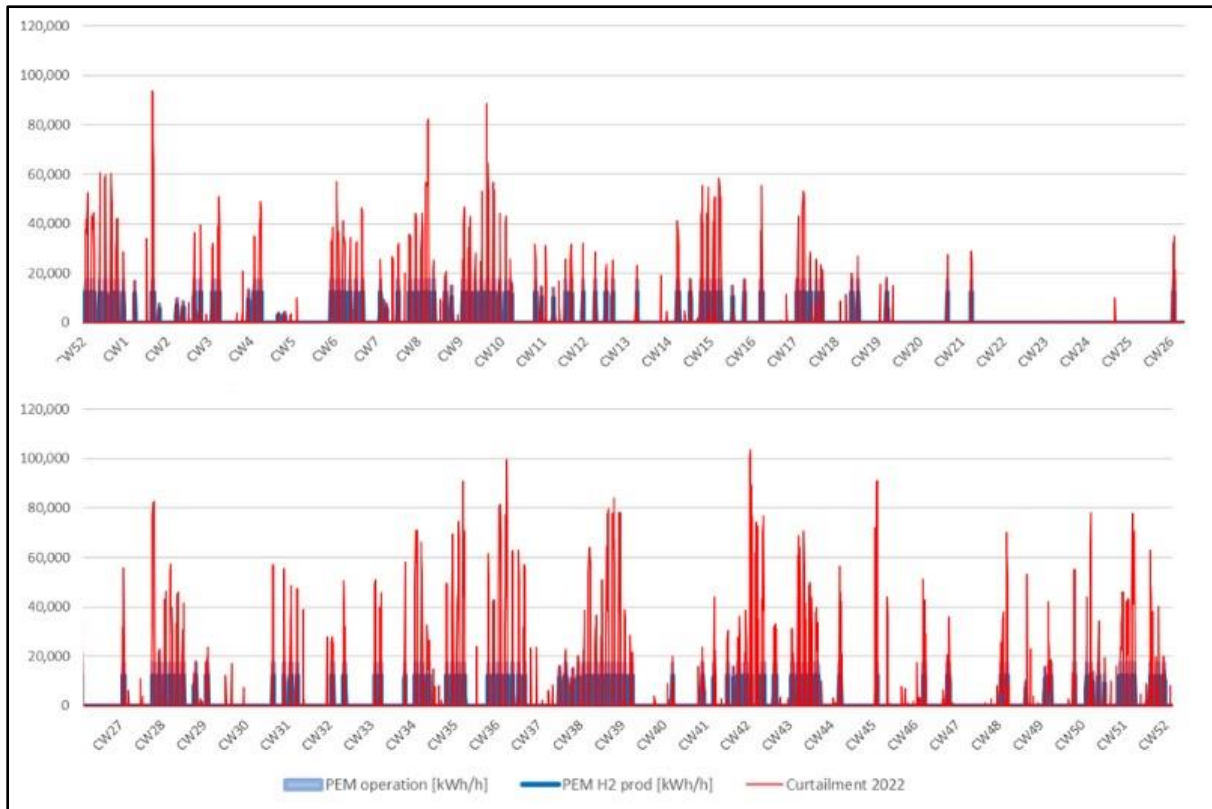


Figura 33. Producción de Hidrógeno Verde a partir de vertimientos PFV Finis Terrae 2022

Fuente: Elaboración propia

Podemos ver en el perfil anual que para este escenario la disponibilidad de energía disminuye considerablemente, y al ser vertimientos, el comportamiento del perfil es más incierto que la energía solar disponible normal. Para esta configuración tenemos un tiempo de operación total de 1.018 horas, de las cuales 882 horas son de capacidad máxima o full load time (87%).

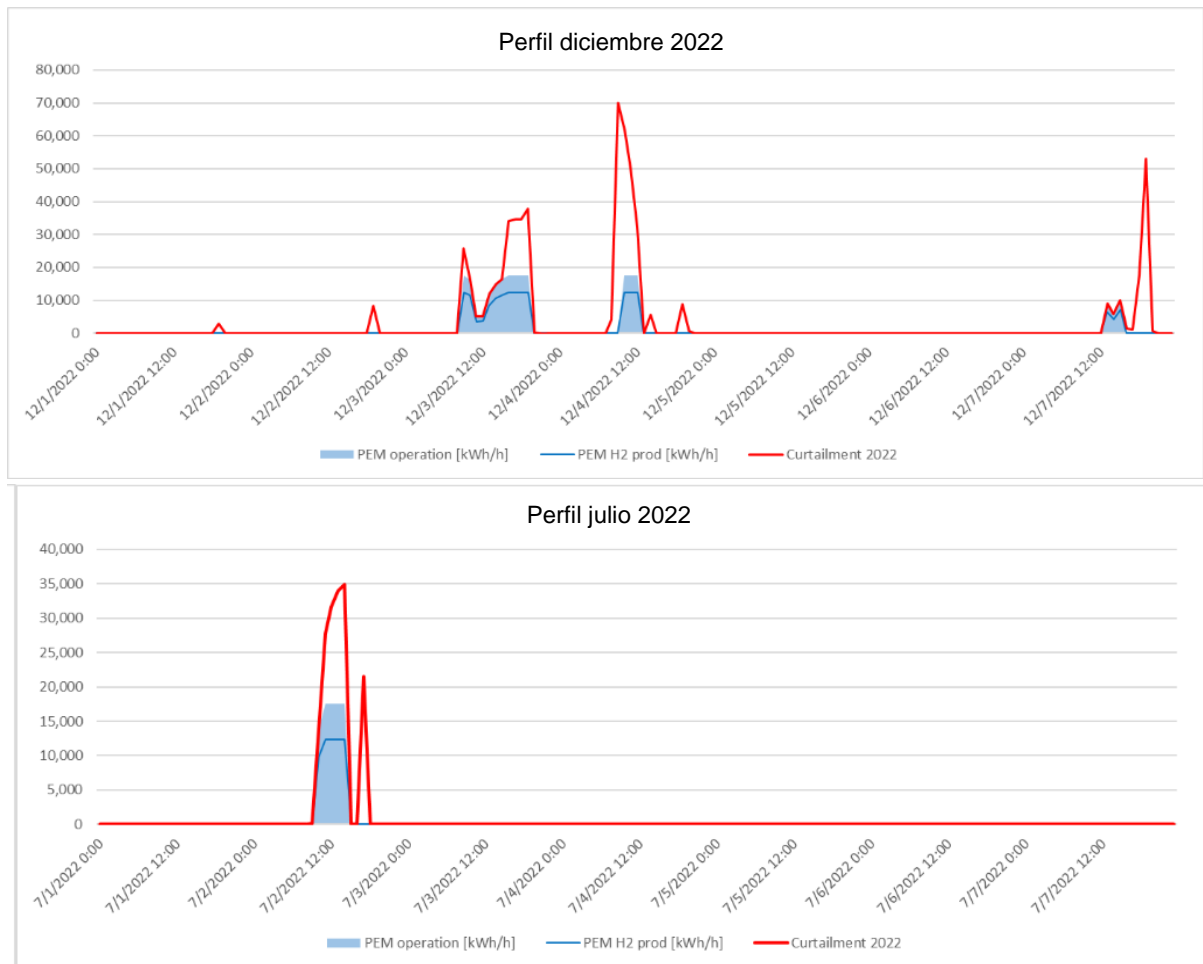


Figura 34. Perfil semanal verano-invierno H₂ por vertimientos PFV Finis Terrae 2022

Fuente: Elaboración propia

Tabla 14. Resultados producción de hidrógeno escenario Vertimientos

Resultados Escenario Energía Disponible	
Tiempo de Funcionamiento	1.018 horas
Funcionamiento a Capacidad Máxima	882 horas
Producción de H ₂	10 GWh/año 3.087.628 Nm ³ /año
Producción horaria máxima H ₂	12.390 kWh/h
Consumo eléctrico	15 GWh/año
Producción Calor	4 GWh/año
Producción de O ₂	1.541.692 Nm ³ /año
Tamaño Electrolizador	1 x (3,7m * 15m * 7,5m)

Fuente: Elaboración propia

Para la configuración del sistema de almacenamiento, tendrá la misma configuración anterior. Primero se considera el proveer una cantidad específica de hidrógeno de forma constante a un posible consumidor, y el resto se dirige hacia tanques de almacenamiento. Teniendo en cuenta una producción horaria máxima de 12.390 kWh/h de Hidrógeno verde, se proveerá de 5.500 kWh/h al consumidor principal y los 6.890 kWh/h restantes pasarán a inyectarse al sistema de almacenamiento, teniendo un perfil de carga y descarga detallado en las siguientes figuras:

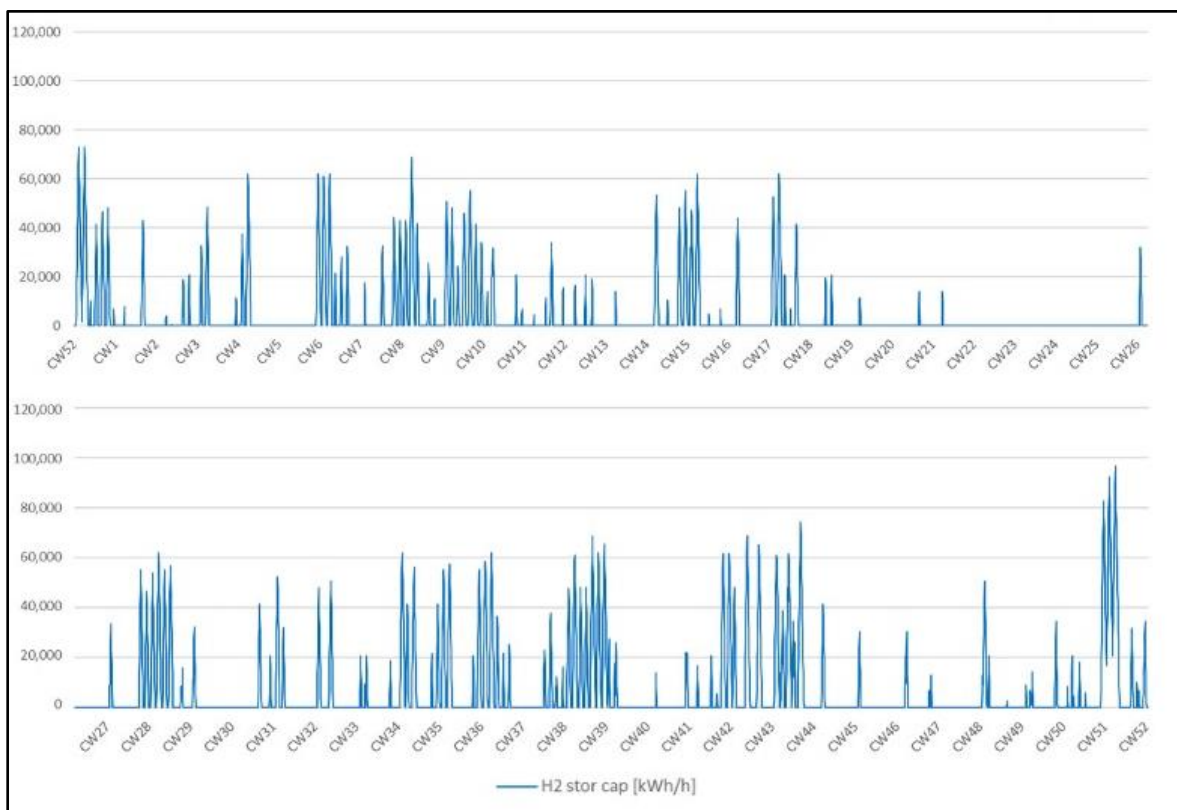


Figura 35. Perfil de Almacenamiento Hidrógeno Verde por Vertimientos

Fuente: Elaboración propia

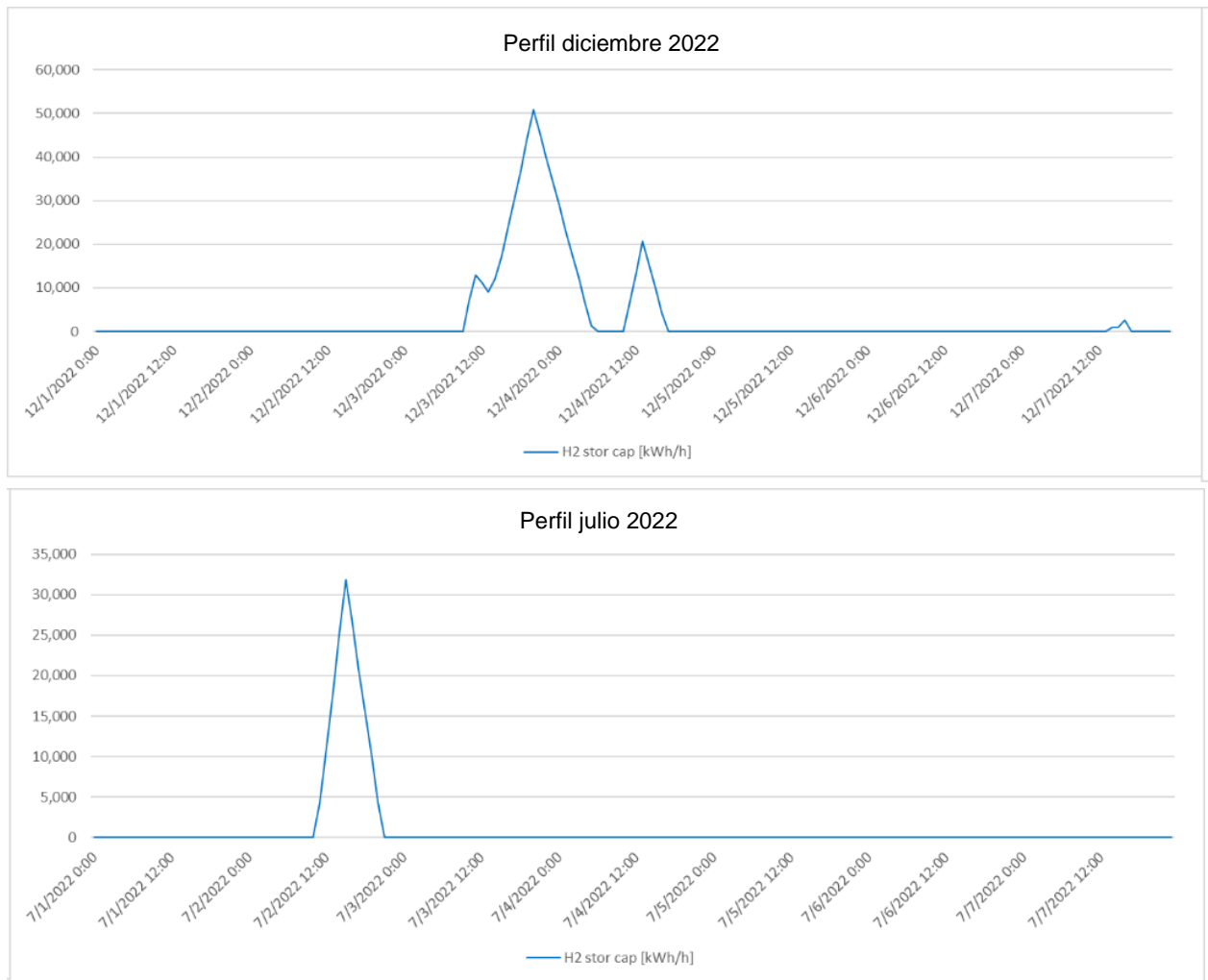


Figura 36. Perfil de Almacenamiento de Hidrógeno Verde por Vertimientos, semana Verano-invierno.

Fuente: Elaboración propia

Los parámetros de carga de los tanques de almacenamiento de detallan en la Tabla 15.

Tabla 15. Resultados almacenamiento hidrógeno escenario Vertimientos

Parámetros de carga tanques de almacenamiento	
Carga máxima horaria	6.890 kWh/h
Hidrógeno total consumido	5.6 GWh/año
Máxima capacidad tanques	96.7 MWh/h 27.333 Nm ³
Tamaño final tanque	137 m ³ (10m x 10m x 1.37m)

Fuente: Elaboración propia

4.3.3. Escenario Híbrido: Capacidad de acogida de vertimientos e inyección fotovoltaica constante.

Para este escenario se usó la energía en vertimiento del Parque Solar Finis Terrae, en la cual tenemos que la mayor cantidad de vertimientos se encuentra entre los rangos de 50-60 MWh, en este rango tenemos la mayoría de los días en desconexión. Además, en los periodos en que no existe vertimientos eléctricos, con el fin de mantener una producción constante y aumentar las horas de funcionamiento respecto al escenario anterior, se dispone de una inyección de energía solar disponible máxima de 35 MW en los momentos que no haya vertimientos o que estos mismos estén por debajo de los 35 MW. Usando este valor como referencia, y el valor de 17.5 MWel de capacidad de electrólisis por stack, se dimensionó el electrolizador PEM en 35 MWel, esto quiere decir que se usarán 2 stacks de la PEM Silyzer 300 y que 35 MWh de electricidad es capaz de recibir como máximo el electrolizador.

Esta elección de capacidad representa un 58% del promedio de los vertimientos máximos para 2022, pero a su vez un 15% de la capacidad total de la planta fotovoltaica, lo que nos asegura una inyección constante de energía al electrolizador, y por ende, obtener las mayores horas de funcionamiento del electrolizador, como se puede ver en la tabla 16 de resultados.

Cabe destacar que para efectos económicos el electrolizador sólo funcionará si la energía disponible se encuentra a un precio de mercado de máximo 90 €/MWh, siendo la media de precio para el año 2022 de 100 €/MWh, y además, para garantizar la estabilidad de la producción e incrementar el tiempo de vida del electrolizador, se producirá hidrógeno sólo si existen como mínimo 3 horas de inyección de energía constante al sistema.

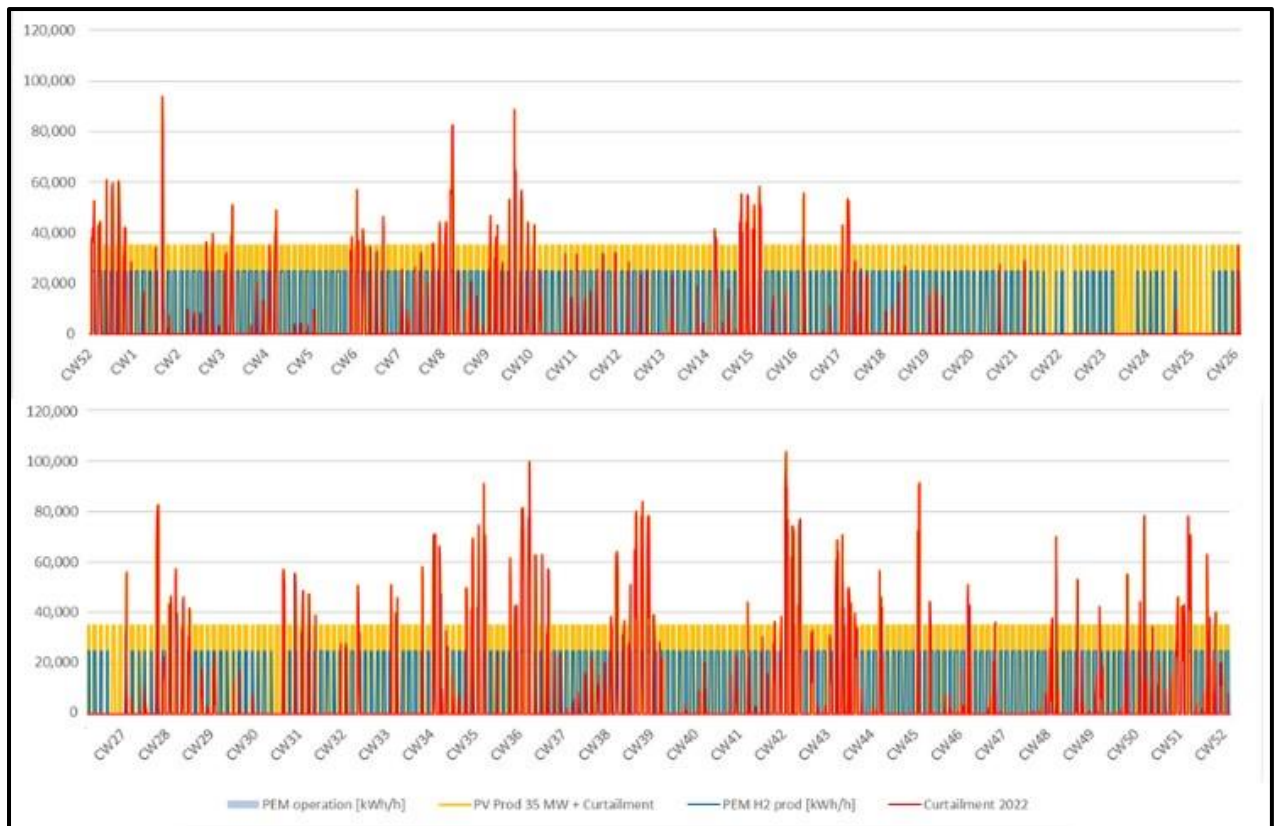


Figura 37. Modelación Hidrógeno Verde fotovoltaico y Vertimientos Eléctricos

Fuente: Elaboración propia a partir de CEN, 2022.

Podemos ver en el perfil anual que la producción de hidrógeno (color azul) se mantiene la mayoría del tiempo en su capacidad máxima, teniendo un número de horas de funcionamiento de 3.278 horas totales, de las cuales 3.278 horas (100%) son de carga completa o full load hours, quiere decir teóricamente que todo el tiempo en que exista vertimientos o una inyección de energía fotovoltaica normal, el electrolizador operará en su capacidad máxima.

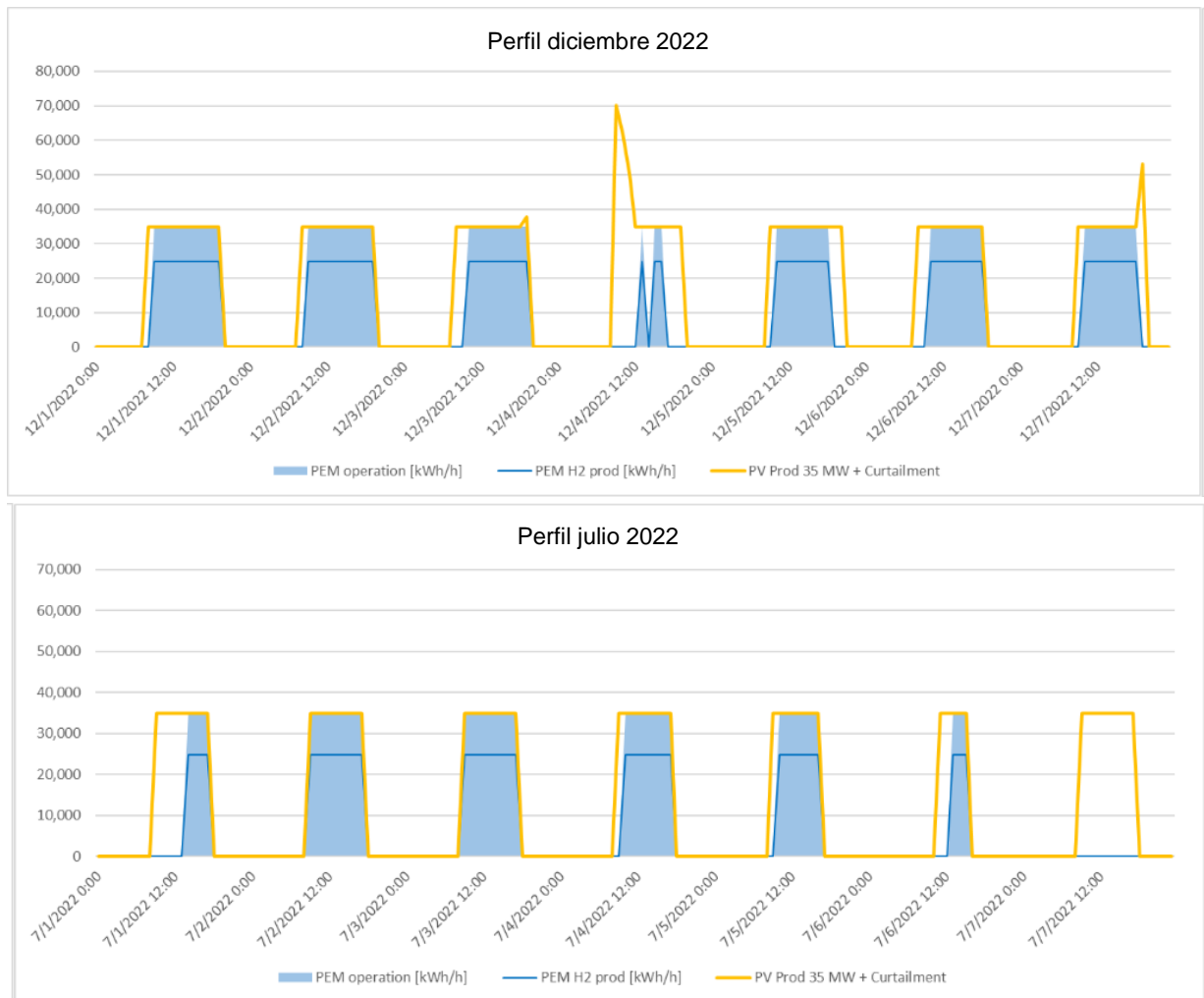


Figura 38. Modelación Hidrógeno Verde fotovoltaico y Vertimientos Eléctricos Verano-invierno

Fuente: Elaboración propia a partir de CEN, 2022.

En los perfiles semanales para verano e invierno (diciembre y Julio respectivamente) podemos ver que el electrolizador se mantiene a capacidad completa cuando el precio de compra de energía se mantiene en los 90 €/MWh o menos, y de acuerdo con las gráficas en los meses de verano tenemos mayor producción diaria de hidrógeno.

Tabla 16. Resultados producción de hidrógeno escenario Mixto

Resultados Escenario Energía Disponible	
Tiempo de Funcionamiento	3.278 horas
Funcionamiento a Máxima Capacidad	3.278 horas
Producción de H₂	81 GWh/año 22.946.000 Nm ³ /año
Producción horaria máxima H₂	24.780 kWh/h
Consumo eléctrico	130 GWh/año
Producción Calor	33 GWh/año
Producción de O₂	11.457.235 Nm ³ /año
Tamaño Electrolizador	2 x (3,7m * 15m * 7,5m)

Fuente: Elaboración propia

Al igual que los escenarios anteriores, para la configuración del sistema de almacenamiento primero se considera el proveer una cantidad específica de hidrógeno de forma constante a un posible consumidor, y el resto se dirige hacia tanques de almacenamiento. Teniendo en cuenta una producción horaria máxima de 24.780 kWh/h de Hidrógeno verde, se proveerá de 17.000 kWh/h al consumidor principal y los 7.780 kWh/h restantes pasarán a inyectarse al sistema de almacenamiento de forma horaria, teniendo un perfil de carga y descarga detallado en las siguientes figuras:

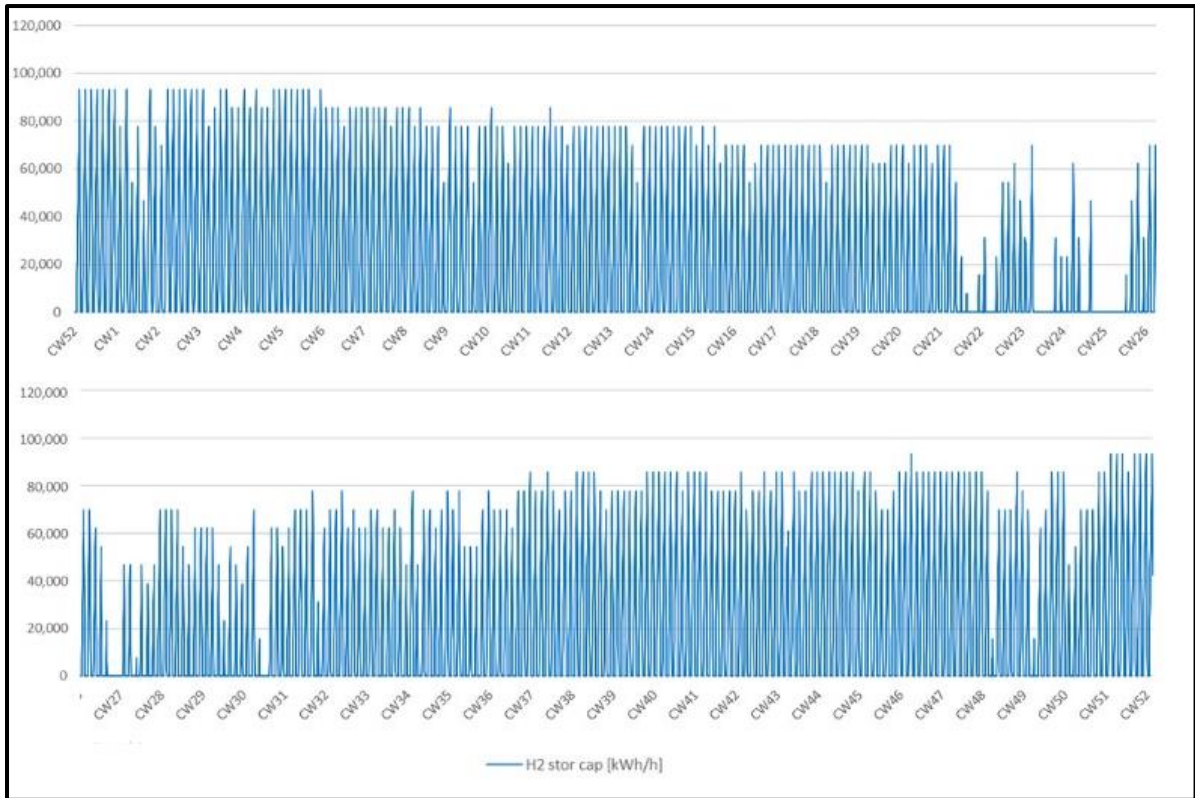


Figura 39. Perfil de almacenamiento hidrógeno verde en escenario híbrido

Fuente: Elaboración propia

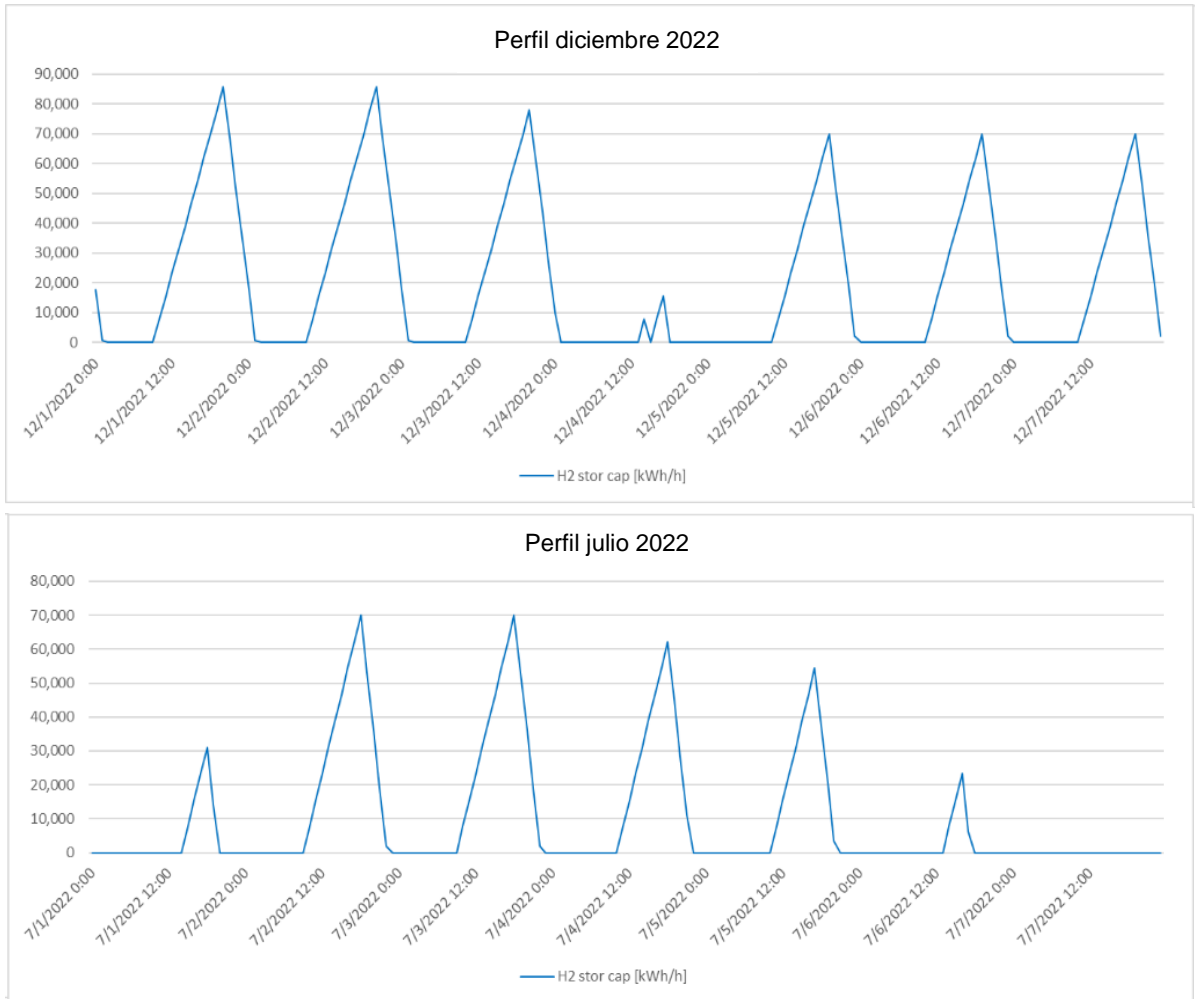


Figura 40. Perfil de almacenamiento para semana verano-invierno

Fuente: Elaboración propia

Como configuración predeterminada se establece que el tanque de hidrógeno descargará cuando la carga de hidrógeno diaria haya terminado, de esta forma podríamos transportar diariamente hidrógeno hacia un segundo consumidor a través de camiones de gas comprimido.

Los parámetros de carga y descarga de los tanques de almacenamiento de detallan en la tabla 17.

Tabla 17. Resultados almacenamiento hidrógeno escenario Mixto

Parámetros de carga tanques de almacenamiento	
Carga máxima horaria	7.780 kWh/h
Hidrógeno total consumido	25.5 GWh/año
Máxima capacidad tanques	93 MWh/h 26.372 Nm ³
Tamaño final tanque	87 m ³ (10m x 10m x 0.88m)

Fuente: Elaboración propia

4.4. Resultados optimización económica (por escenarios)

a. Costos de inversión inicial y parámetros de evaluación

En la tabla 18 se muestran los costos de inversión inicial asociados a cada escenario de diseño de la planta de hidrógeno verde.

Tabla 18. Capital Expenses

Nº de Escenario	Sistema de Electrólisis PEM (MM €)	Contingencia 5% (MM €)	CAPEX Total (€)
1	58,8	3,5	62.357.400
2	14,7	0,88	15.589.350
3	29,4	1,7	31.178.701

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 19 se pueden visualizar los costos operacionales de la planta de hidrógeno verde asociada a cada escenario.

Tabla 19. Costos Operacionales en euros OPEX (MM €)

Nº de Escenario	O&M PEM (2,5% PEM CAPEX)	Empleados (nº)	Consultorías y Seguros (0,3% PEM CAPEX)	OPEX Total
1	571.723 €/a	150.000 €/a (3)	176.400 €/a	898.123 €/a
2	42.707 €/a	100.000 €/a (2)	44.100 €/a	186.807 €/a
3	275.038 €/a	150.000 €/a (3)	88.200 €/a	513.238 €/a

Fuente: Elaboración propia

b. Costo nivelado de hidrógeno verde (LCOH)

Como ya fue mencionado el costo nivelado de hidrógeno representa el costo promedio por unidad de hidrógeno producido a lo largo de la vida útil del proyecto. Esta métrica no solo refleja la eficiencia tecnológica, sino también la rentabilidad económica de la producción de hidrógeno verde. Dentro del análisis del coste nivelado tenemos dos casos particulares: la exclusión de ingresos adicionales de la venta de hidrógeno o proceeds, e incorporando los ingresos adicionales, considerando así el impacto de los beneficios en la viabilidad financiera. Para hacer un análisis integral del coste nivelado se establecen además tres escenarios particulares, correspondientes a los precios de la electricidad que se necesita para hacer funcionar el electrolizador, en este sentido, los escenarios se establecieron de la siguiente forma:

1. Electricity max price: en este caso se utiliza toda la energía asumiendo el coste más caro que pudiese haber, que en este caso se escogió el límite superior para producir hidrógeno verde, que es 90 €/MWh, según los precios de energía para la Barra Encuentro 2022.
2. Traded Prices: Estos son los precios reales a los cuales fueron transadas las unidades energéticas por hora en la Barra Encuentro, es decir, este sería el escenario realista de coste nivelado para la producción de hidrógeno verde en el año 2022.
3. Minimum price: Como lo dice el título, aquí se calcula el LCOH con respecto a un costo nulo de la energía, ya que el valor mínimo al cuál se transan los activos energéticos para este periodo de tiempo fue de 0 €/MWh.

(i) Sin beneficio económico (without proceeds)

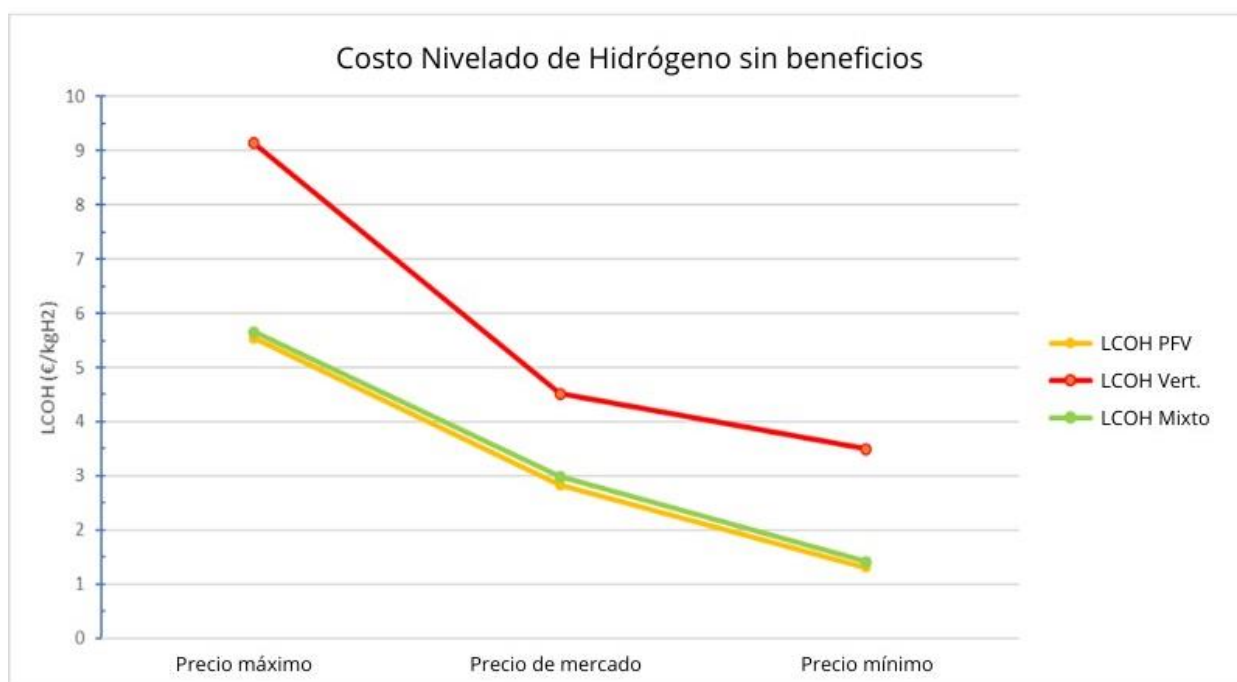


Figura 41. Comparación LCOH sin proceeds

Fuente: Elaboración propia

1. Escenario Vertimientos (rojo): Este subescenario se destaca por presentar el costo más elevado entre los tres analizados. A pesar de la disponibilidad de vertimientos como fuente de energía, los costos asociados con la captura y conversión de esta energía son significativamente altos, vinculados a la baja disponibilidad del electrolizador y la variabilidad en el comportamiento de los vertimientos eléctricos.
2. Escenario solo energía solar (amarillo): En este escenario, el LCOH se sitúa en un mínimo de 2,9 €/kgH₂ con un precio de energía de mercado (Traded Price). A simple vista, podría considerarse que la producción de H₂ con energía solar convencional es la opción menos costosa respecto a los otros escenarios. Sin embargo, es crucial señalar que este análisis no abarca el impacto de no

incorporar los vertimientos y la desconexión de una parte considerable de la energía útil de la red de distribución nacional, como se ejecuta en este caso.

3. Escenario mixto (verde): Aunque el escenario solo energía solar tiene el costo más bajo, el escenario mixto exhibe una diferencia de aproximadamente 0.1 €/kg H₂ en el coste nivelado, lo que constituiría una variación prácticamente marginal. Por lo tanto, se podría afirmar que este escenario es igualmente factible económicamente que el "solo solar". Esta afirmación se respalda mediante las extensas horas de funcionamiento a máxima capacidad que presenta este escenario y su CAPEX considerablemente inferior, reduciendo a su vez el coste nivelado de la producción de hidrógeno.

(ii) Con beneficio económico (with proceeds)

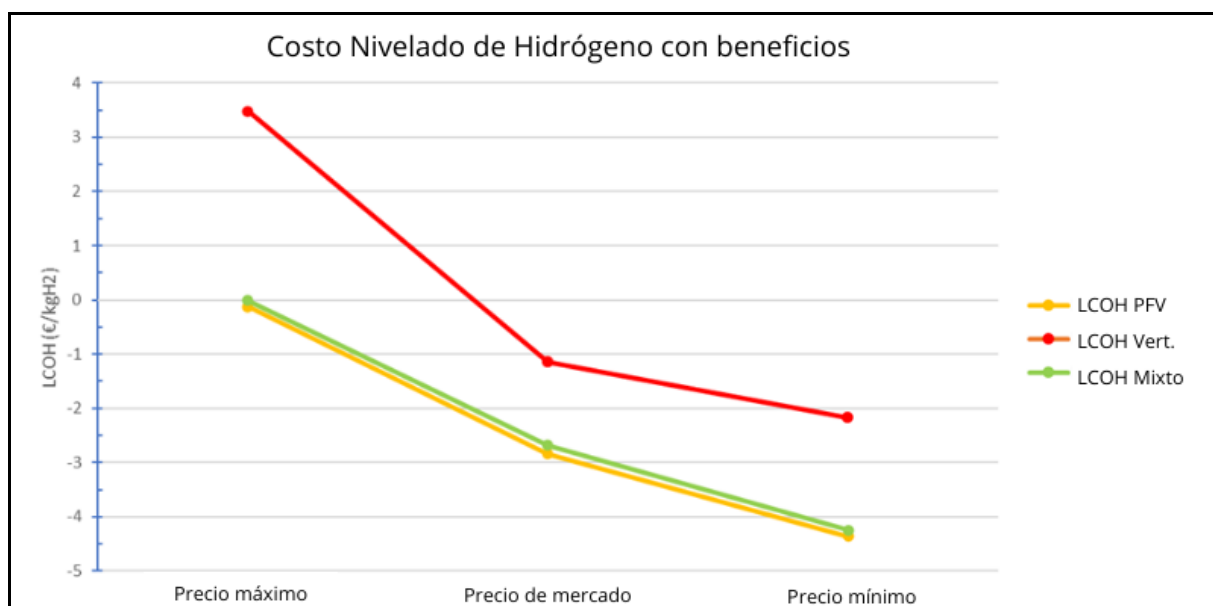


Figura 42. Comparación LCOH con proceeds

Fuente: Elaboración propia

En este análisis, los tres escenarios técnicos exhiben un comportamiento similar. Nuevamente, el escenario de vertimientos destaca como el más costoso, mientras que los dos restantes muestran costos nivelados casi idénticos para la producción de hidrógeno. La distinción clave en la evaluación con proceeds radica en la inclusión de beneficios derivados de la venta de hidrógeno a un precio estandarizado de 5.6 €/kgH₂ (Interreg, s/f). Este factor resulta en una disminución significativa de los costos, llegando incluso a generar números negativos, indicando beneficios económicos,

como lo son los escenarios “mixto” y “sólo fotovoltaica”. Para determinar la factibilidad económica de la implementación de cada proyecto, es esencial examinar los retornos e índices económicos detallados en los apartados subsiguientes.

c. Rentabilidad de la Inversión

En la Tabla 20 se muestra los tres indicadores de rentabilidad obtenidos para cada prediseño. En el Apéndice A se puede visualizar el balance neto del proyecto que incluye el OPEX, amortizaciones, impuestos, deducciones e intereses.

Tabla 20. Indicadores de Rentabilidad Económica

N° de Escenario	VAN20 (MM €)	TIR20 (%)	Pay-Back (años)
1 (sólo PFV)	28	42.8	3
2 (sólo vertimientos)	0,376	12,4	14
3 (Vertimientos + PFV 35 MW)	10.4	21.8	7

Fuente: Elaboración propia.

Como se ilustra en la tabla 20, los tres escenarios demuestran viabilidad financiera, lo cual está directamente relacionado con la atractiva perspectiva de emplear la energía solar como principal fuente de generación eléctrica. La implementación real de cada uno de los proyectos dependerá de las necesidades específicas y aversión al riesgo, y se esperan rendimientos acordes a los parámetros escogidos.

- La evaluación de cada escenario se realizó con el ajuste de parámetros económicos que generasen un valor de pay-back o PRI entre 5 a 15 años.
- Además buscando un valor de VAN y TIR sobre cero que indicasen rentabilidad económica.

No obstante, la evaluación económica también debe alinearse con los aspectos estratégicos y técnicos del proyecto. En este contexto, el escenario mixto, que alimenta la planta de hidrógeno con energía producida y vertida, se presenta como la mejor opción plausible considerando los aspectos técnicos y económicos por las siguientes razones:

1. Mayor flexibilidad en la red de distribución: Al dimensionar el electrolizador en proporción a la energía vertida, obtenemos una alimentación de 35 MW de electricidad fotovoltaica normal, representando el 14.5% de la capacidad total del parque solar Finis Terrae para la producción de hidrógeno. Esta capacidad, aunque se desconecta de la red coordinada, resulta menos significativa y riesgosa para la red que en el primer escenario de 70 MW, lo que lo convierte en una opción viable tanto para el coordinador como para ENEL. Esto genera beneficio económico y contribuye en la descongestión en la red de distribución, reduciendo los riesgos de desconexión e incumplimiento con los contratos de capacidad de inyección hacia la red eléctrica nacional.
2. Producción constante de hidrógeno verde: A diferencia del escenario "sólo vertimiento", el escenario mixto garantiza un funcionamiento adecuado del electrolizador y una producción constante de hidrógeno. Incluso en ausencia de vertimientos energéticos, el sistema operará durante todas las horas de energía solar, cubriendo la capacidad máxima del electrolizador que son 35 MWel. Esto se diferencia de los dos otros escenarios en el sentido en ningún otro se obtiene una cercanía al 100% de capacidad de carga máxima en el electrolizador, y por añadidura, el escenario "sólo vertimiento" es incierto y no se puede predecir con exactitud el momento en que habrá una desconexión eléctrica en la grilla para poder producir hidrógeno con esa energía vertida.
3. Parámetros económicos aceptables: Aunque el escenario "sólo fotovoltaica" posee un VAN y TIR más elevados que los otros escenarios, no cumple con los requisitos estratégicos de flexibilidad e incorporación de vertimientos, como se plantea en el estudio de caso. En contraste, el escenario mixto representa un equilibrio entre una sólida estrategia energética y económica, con un periodo de retorno de siete años y precio atractivo de venta de hidrógeno en el mercado actual. Además, existe la posibilidad de aumentar aún más la rentabilidad al optimizar el beneficio al CAPEX, como se explorará en la próxima sección.

4.5. Fluctuación precio de venta hidrógeno verde por incentivos de CAPEX.

A continuación se presenta un gráfico que compara los diferentes escenarios de incentivos al CAPEX y como este afecta en el precio final del hidrógeno verde para el escenario mixto, considerando el precio más barato que se pudiese ofrecer al mercado. Este análisis de precios se hizo considerando dos casos, el primero para el periodo de recuperación a 20 años, es decir, sin beneficio neto, y para el periodo de recuperación a siete años, lo que es un periodo promedio atractivo para el presente proyecto.

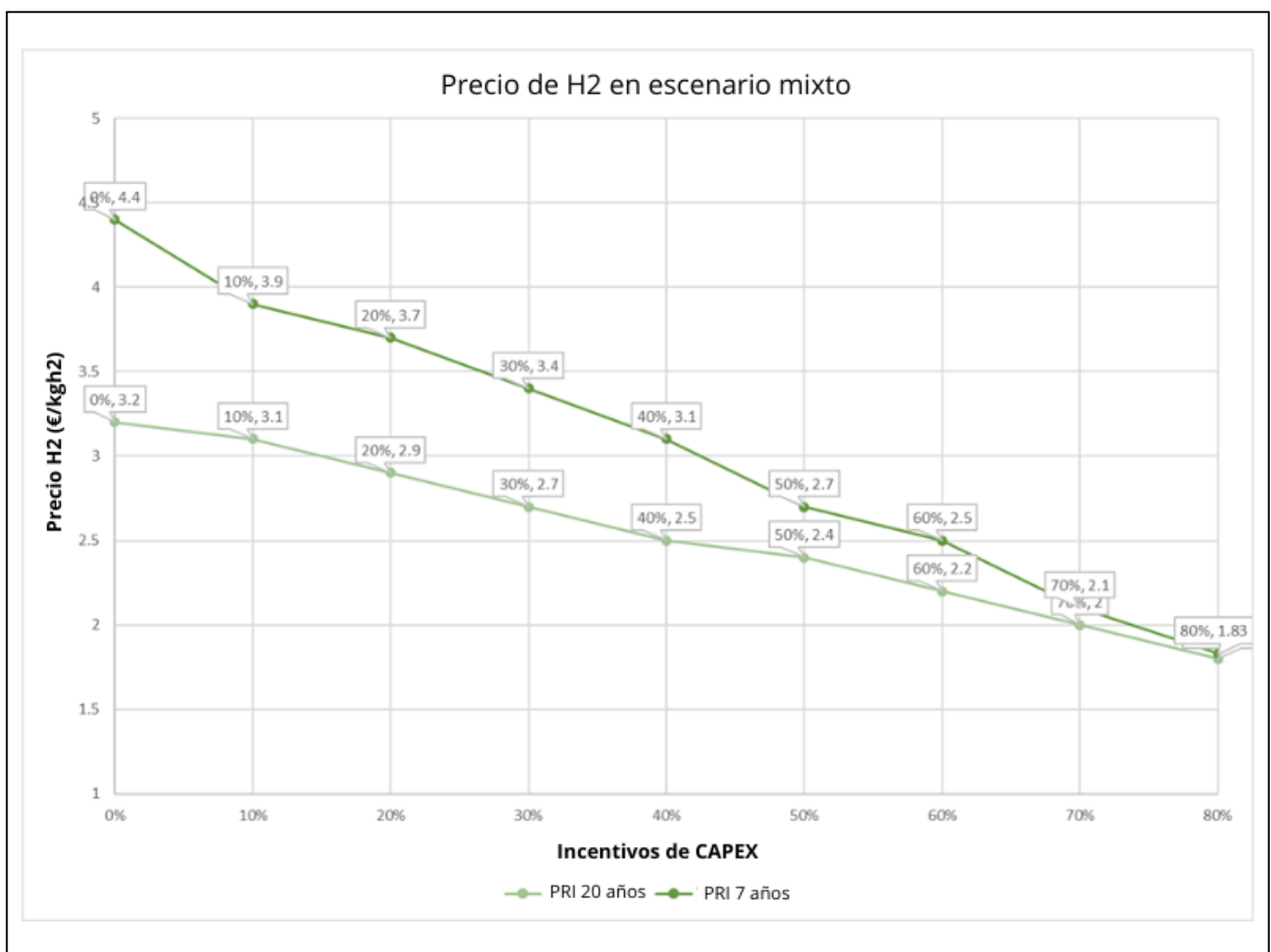


Figura 43. Análisis de Incentivo al CAPEX

Fuente: Elaboración Propia

En un principio se establecieron fijos los parámetros de incentivos al CAPEX y precio del hidrógeno (3,5 €/kg H₂) para evaluar financieramente cada escenario, sin embargo al hacer el análisis de proyección de potenciales precios al hidrógeno, nos damos

cuenta de que podríamos reducir casi un 50% el precio del hidrógeno verde (1,8 €/kg H₂), lo cual nos resulta sumamente atractivo considerando que los precios normales de hidrógeno verde varían entre tres y cinco euros por kilogramo. Además con esta reducción de precios el proyecto sería de mayor competitividad frente al hidrógeno producido del reformado de gas natural (hidrógeno gris), cuyos precios rondan por los 1,5 euros por kilogramo.

5. CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

Se logró diseñar un modelo conceptual para el prediseño de Planta de Power-to-Hydrogen para el aprovechamiento de vertimientos solares en la planta fotovoltaica Finis Terrae en Antofagasta. Este modelo integra y analiza múltiples parámetros y criterios de diseño, tales como capacidad del electrolizador, productividad de hidrógeno verde, capacidad de sistemas de tanques de almacenamiento, consumo energético del sistema, entre otras.

Se identificó que la razón capacidad de electrólisis/potencia fotovoltaica es un parámetro de diseño fundamental para el dimensionamiento de una planta de hidrógeno verde, debido a que controla las horas de funcionamiento normal y las horas con carga completa del electrolizador.

Los indicadores económicos mostraron que el escenario que ocupa sólo energía renovable disponible sería el más rentable económicamente, con una TIR (20) de 46.2%, un VAN (20) de 31 MM € y PRI de tres años. En el caso del escenario de vertimientos tenemos la menor rentabilidad con una TIR (20) de 12.4%, VAN (20) de 376.000 € y PRI de 14 años. En el escenario mixto tenemos una atractiva rentabilidad económica con una TIR (20) de 19%, VAN (20) de 9.2 MM € y PRI de siete años.

El análisis de viabilidad técnica demuestra que los escenarios sólo fotovoltaica y sólo vertimientos, no son completamente viables técnicamente debido a que el primero desconectaría un 30% de capacidad de producción sobre la red de distribución general, lo que podría causar una mayor fluctuación en la red, además causaría conflictos con los presentes contratos que posee el proyecto a largo plazo con el Coordinador Eléctrico Nacional. Por último, no se considera la inclusión de vertimientos energéticos futuros, lo cual según las proyecciones irían en aumento.

Con respecto a la viabilidad del escenario usando sólo vertimientos energéticos, tenemos una inviabilidad técnica dada por las escasas horas de funcionamiento que tendría el electrolizador las cuales serían un 22% del funcionamiento total del parque fotovoltaica, esto se respalda también por la alta volatilidad que poseen los

vertimientos en la actualidad, pudiendo aumentar o disminuir considerablemente la calidad del funcionamiento de la planta de hidrógeno verde.

En contraste con lo anterior, tenemos que el escenario mixto sería el más factible a nivel técnico, desconectaría sólo 35 MW de la red general, lo cual representa una cantidad marginal, y la configuración general del sistema permitiría un uso del 72% de las horas de funcionamiento fotovoltaico, sumado a un 100% de horas en que el electrolizador funciona a su máxima capacidad productiva (Full Load Capacity).

El análisis de viabilidad técnica y factibilidad económica realizado, demuestra que para almacenar energía en vertimiento y generar hidrógeno verde a partir del parque solar Finis Terrae en la Región de Antofagasta, es más favorable el desarrollo de un escenario mixto que incorpore el vertimiento energético complementado con energía disponible y menos favorable el que incorpore sólo los vertimientos energéticos en el sistema, pese a tener una factibilidad económica en los tres escenarios presentados.

Respecto a la evaluación de subvenciones económicas, se sugiere la implementación de este proyecto con el más alto porcentaje de subvención al CAPEX posible, pudiendo llegar incluso hasta los 1,8 €/kg H₂, de esta forma se tendrá un precio de hidrógeno verde altamente competitivo hacia el mercado, que asegure la venta y a su vez la reducción del índice promedio de precios de hidrógeno verde a nivel país.

Recomendaciones para el desarrollo de la planta de hidrógeno verde y estudios posteriores:

- (a) Análisis de demanda energética localizada y potenciales clientes: En el presente estudio, se parte de la premisa de que la demanda superará la cantidad de hidrógeno producida en cada escenario, lo que implica que toda la producción de gas se destinará a la venta. No obstante, un análisis minucioso y cuantitativo de la demanda proporcionará resultados más esclarecedores sobre las cantidades apropiadas para generar y comercializar entre los diversos agentes participantes en el mercado. Se espera que la industria de la movilidad, la minería y el sector residencial desempeñen un

papel activo en el mercado nacional del hidrógeno, aunque esto requiere un análisis más detallado.

- (b) Análisis de recurso hídrico: Dado el estado crítico del uso de agua para consumo humano en Chile y a nivel mundial, se necesita un impulso en el desarrollo de soluciones alternativas para el suministro de agua en la electrólisis y la producción de hidrógeno, como el uso de desaladoras de agua de mar. En los próximos años, se espera una infraestructura sólida que permita la utilización de agua de mar para la producción de hidrógeno verde. Un análisis detallado sobre la obtención, la fuente y un análisis de costos adecuado será esencial para la futura implementación del presente proyecto u otros con características similares.
- (c) Análisis de ventas de subproductos (oxígeno y calor): Aunque este estudio contempla la perspectiva financiera relacionada con la venta de unidades de hidrógeno verde, existe la posibilidad de aumentar virtualmente la rentabilidad de los escenarios mediante la comercialización del oxígeno y calor generados por el sistema de electrólisis. Un análisis pormenorizado de la demanda de ambos subproductos y los potenciales precios de mercado contribuiría a obtener una visión más completa de la rentabilidad del proyecto de inversión que incluya la venta de subproductos.
- (d) Análisis histórico de datos del parque fotovoltaico Finis Terrae: Debido a la limitada disponibilidad de datos precisos de producción fotovoltaica en la planta Finis Terrae, se ha asumido un comportamiento equivalente al año productivo de 2022. No obstante, se sugiere realizar, si es posible, un análisis histórico de la producción fotovoltaica de la planta para obtener proyecciones más fiables de la potencial producción de hidrógeno verde en el futuro.

En el marco de sustentabilidad del proyecto tenemos algunas consideraciones:

- (a) Respeto al ecosistema y ambiente sociocultural: El proyecto no interfiere ni impacta a zonas de importancia ambiental, y tampoco causa efectos perjudiciales sobre la salud de las personas. El proyecto además se encuentra

a una distancia segura de la localidad de María Helena (12 km aproximadamente). De todas formas, se sugiere la entrada del presente proyecto al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, para evaluar, evitar y mitigar los potenciales impactos medioambientales. Si bien no existe una tipología de proyecto específica en el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) para proyectos de hidrógeno verde, estos se evaluarán con respecto a los procesos asociados a su producción, tipologías que son especificadas en el Artículo N°10, de la Ley de Bases Generales de Medio Ambiente N° 19.300, según el Documento Técnico Hidrógeno Verde desarrollado por el SEA en 2023.

- (b) Emisiones de CO₂: El presente proyecto lograría evitar aproximadamente 972 ktCO₂-eq/año, si se considera el levantamiento del escenario mixto, usando el factor de emisión de 12 kg CO₂-eq/kgH₂ fósil (IEA, 2021).
- (c) Inclusión de la comunidad: Incluso si la comunidad no está aledaña al proyecto, se sugiere hacer rondas de educación ciudadana, paneles informativos y lo necesario para que las personas estén informadas y concientizadas tanto sobre el proyecto como la futura economía y cadena de valor del hidrógeno verde en el norte de Chile.

En resumen, este estudio presenta una oportunidad latente para la generación de energía limpia, el crecimiento económico sostenible y la mitigación del cambio climático en la ubicación de estudio. Al adoptar un enfoque equilibrado que considera criterios técnicos, económicos y socioambientales, este proyecto puede aportar en gran medida a los objetivos de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde e impulsar a Chile hacia una industria energética Carbono Neutral.

6. REFERENCIAS

- Agora Industry & Umlaut (2023). Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful. https://static.agora-energiawende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10_Trans4Real/A-EW_301_LCOH_WEB.pdf
- Air Products. (2011). *Air Products Hydrogen Energy Station Renewable Hydrogen Fueling Infrastructure*.
- Air liquide. (s/f). industrial.airliquide.cl [En línea]. Available: <https://industrial.airliquide.cl/vidrio/acondicionamiento-del-vidrio/pulido-fundicion-bordes#content>. [Último acceso: 27 Noviembre 2017]
- ALADYR. (2019). *Desalación de agua de mar: Situación en Chile y en el mundo*.
- Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento. (ACERA). (2022). Reporte: *Estadísticas Sector de Generación de Energía Eléctrica Renovable*.
- Aspey, P., & Vinko, S., M. (2008, 11 febrero). *Expedition Proposal to the Atacama Desert, Chile*. Web. <http://renovables.pbworks.com/f/proposal.pdf>
- AUDI. (2014). Power-to-gas plant. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.audi.com/mt/mt/web/en/models/layer/technology/g-tron/power-to-gas-plant.html>
- Bauer, R., Schopf, D., Klaus, G., Brotsack, R., & Valdés, J. (2022). *Energy Cell Simulation for Sector Coupling with Power-to-Methane: A Case Study in Lower Bavaria*. *Energies*, 15 (7), 2640. <https://doi.org/10.3390/en15072640>
- Biblioteca del Congreso Nacional (BCN). (2005, 11 enero). SIIT: Región de Antofagasta. Bcn.Cl. <https://www.bcn.cl/siit/nuestropais/region2>
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2022, 21 noviembre). *Ley 21.505, Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad*. (testimonio del Ministerio de Energía). <https://bcn.cl/39z5u>
- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (1984, 27 diciembre). *Ley 18.362, Crea un Sistema Nacional de Áreas Silvestres Protegidas del Estado*. (testimonio de Ministerio de Agricultura). <https://bcn.cl/2ky2e>

- Biblioteca del Congreso Nacional de Chile (BCN). (2010, 12 de febrero). *Ley 20.423, Del Sistema Institucional para el Desarrollo del Turismo*. (testimonio de Ministerio y Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción). <https://bcn.cl/2fe03>
- Binhazzaa, Z., & Almutairi, Z. (2023). *Impact of Water Properties on the Performance of PEM Electrolyzer*. Preprints 2023, 2023051511. <https://doi.org/10.20944/preprints202305.1511.v1>
- Bowen, T., National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2021. Reporte: USAID Grid-Scale Energy Storage Technologies Primer.
- Cancino, R., (2021). Universidad de Chile. Memoria de Ingeniería Civil Mecánica: *Producción y Almacenamiento de Hidrógeno Verde Para Aplicaciones Energéticas en Chile*.
- Colozza, A. (2012). *Hydrogen Storage for Aircraft Applications Overview*.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). (2023). *Reporte Mensual Sector Energético*. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/10/RMensual_v202310.pdf
- CORFO. (s/f). <https://www.corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile>
- Interreg. (s/f). *Danup-2-gas: Innovative model to drive energy security and diversity in the Danube region via combination of bioenergy with surplus Renewable Energy. Danube Transnational Programme*. <https://www.interreg-danube.eu/approved-projects/danup-2-gas>
- ENEL Chile (s/f-a). *Parque fotovoltaico finis terrae*. Recuperado el 06 de marzo de 2024, de <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/planta-solar-finis-terrae.html>
- ENEL Chile (s/f-b). *Planta Sol de Lila*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/planta-sol-de-lila.html>
- ENEL Chile. (s/f-c). *Planta Solar Lalackama II*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/nuestras-centrales/planta-solar-lalackama-II.html>
- Enel Green Power. (2023). *Informe de Potencia Máxima Parque Fotovoltaico Finis Terrae*. https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/05/EE-EN-2023-0468-RA_Potencia_Maxima_PF_Finis_Terrae.pdf
- European Renewable Energy Council (EREC). 2006. *Renewable energy scenario by 2040, Brussels, Belgium: EREC Statistics*.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. (2023, 11 abril). Power to gas. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies-and-electrical-energy-storage/electrolysis-and-power-to-gas/power-to-gas.html>

- Generadoras de Chile (s/f-a), *Generación eléctrica en Chile*. Disponible: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>, Último acceso marzo 2024.
- Generadoras de Chile (s/f-b). *Sector de generación eléctrica reduce en un 25% sus emisiones de CO2 y alcanza niveles récord de generación renovable en 2022*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://generadoras.cl/prensa/sector-de-generacion-electrica-reduce-en-un-25-sus-emisiones-de-co2-y-alcanza-niveles-record-de-generacion-renovable-en-2022>
- Gobierno de Chile. (s/f). *Plan de Acción Hidrógeno Verde 2023-2030*. <https://www.planhidrogenoverde.cl/>
- Gore Antofagasta. (s/f-a). *Aspectos Económicos*. Goreantofagasta.cl. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://goreantofagasta.cl/aspectos-economicos/goreantofagasta/2016-09-26/095739.html>
- Gore Antofagasta. (s/f-b). *Características Geográficas y Físicas*. Goreantofagasta.cl. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://goreantofagasta.cl/caracteristicas-geograficas-y-fisicas/goreantofagasta/2016-09-26/100227.html>
- Guerra, G. (Ed.). (2022). *Transmisión eléctrica: clave para aprovechar el auge de la generación limpia, requiere de urgente inversión en infraestructura para evitar la pérdida de energía*. Pais Circular. <https://www.paiscircular.cl/industria/transmision-electrica-clave-para-aprovechar-el-auge-de-la-generacion-limpia-requiere-de-urgente-inversion-en-infraestructura-para-evitar-la-perdida-de-energia/>
- Hernández-Gómez, A., Ramírez, V., & Guilbert, D. (2020). *Investigation of PEM electrolyzer modeling: Electrical domain, efficiency, and specific energy consumption*. International Journal of Hydrogen Energy, Volume 45, Issue 29, 2020, Pages 14625-14639, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.03.195>.
- Hydrogen Europe. (2020). *Clean Hydrogen Monitor*.
- International Energy Agency (IEA). (2015). *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen, A Guide to Policy Making*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf
- Linde. (2015). Annual Report.

- Linde. (s/f). www.abellolinde.es [En línea]. Disponible: http://www.abellolinde.es/es/processes/process_chemistry_and_refining/hydrogenation/index.html. [Último acceso: 27 noviembre 2017]
- Maillo, E. (2015). *Estado del Arte de Sistemas de Compresión de Hidrógeno a Alta Presión*. Trabajo Fin de Grado Ingeniería de la Energía, Depto. de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería Universidad de Sevilla.
- Maplogs. (s/f). *Salida y puesta de sol de Región de Antofagasta, Chile*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de https://sunrise.maplogs.com/es/antofagasta_region_chile.871.html
- McKinsey & Company. (2020). *Chilean Hydrogen Pathway*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estudio_base_para_la_elaboracion_de_la_estrategia_nacional_para_el_desarrollo_de_hidrogeno_verde_en_chile.pdf
- Michler, T. (2016) *Austenitic stainless steels*. In: Reference module in materials science and materials engineering. Elsevier.
- Michler, T., Lindner, M., Eberle, U., & Meusinger J. (2012) *3 - assessing hydrogen embrittlement in automotive hydrogen tanks*. En: Gangloff RP, Somerday BP, editors. *Gaseous hydrogen Embrittlement of Materials in energy technologies*, vol. 2. Woodhead Publishing; 2012. (p. 94e125).
- Ministerio de Energía de Chile (MinEnergía). (2015). *Energía 2050, Política Energética de Chile*. <https://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/611>
- Ministerio de Energía de Chile (MinEnergía). (2020). *Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf
- Ministerio de Energía de Chile (MinEnergía). (2023). *Gobierno presenta Fondo por US\$ 1.000 millones para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Chile*. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-presenta-fondo-por-us-1000-millones-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-verde-en-chile>
- Ministerio de Energía de Chile (MinEnergía). (s/f). *Hidrógeno verde, un proyecto país*. https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/hidrogeno_verde_un_proyecto_pais.pdf
- Ministerio del Medio Ambiente de Chile (MMA). (2012). *Aprueba Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental*. Disponible en el centro de documentación de la Biblioteca del Congreso Nacional de su sitio web, www.bcn.cl.

- Nafion. (2023). *Preguntas frecuentes sobre PEM*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.nafion.com/es/support/faqs-about-pems>.
- Nagar, A. (2023, enero 15). Cryogenic hydrogen storage & cooling. Hyfindr.com; Hyfindr GmbH. <https://hyfindr.com/cryogenic-hydrogen-storage-cryogenic-cooling>
- Neuman-Esser (NEA Group). (2023). *Hydrogen Storage in salt caverns*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.neuman-esser.de/en/company/media/blog/hydrogen-storage-in-salt-caverns>
- Revistaei.cl. (2012). *Chile posee la mayor radiación solar del planeta* - Electricidad. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.revistaei.cl/2012/10/01/chile-posee-la-mayor-radiacion-solar-del-planeta/>
- Rojas, A., directora ejecutiva (2022, octubre). *ACERA - Mesa de Diálogo del Mercado de Corto Plazo*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/10/Presentacion-ACERA-A.G.pdf>
- San José, B. (2022). *Diseño básico de planta de producción de hidrógeno verde para suministro industrial*. Universidad Pontificia Comillas.
- Servicio Nacional de Geología y Minería (SERNAGEOMIN). (2023). *Anuario de la Minería de Chile 2022*. Servicio Nacional de Geología y Minería, 235 p. Santiago
- Sheehan, J., Cambreco, V., Duffield, J., Garboski, M., & Shapouri, H. (1998). *An overview of biodiesel and petroleum diesel life cycles*, 1–35. US Department of Agriculture and Energy.
- Siemens Energy (s/f) *Silyzer 300 PEM Electrolyzer*. Siemens-energy.com. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://assets.siemens-energy.com/siemens/assets/api/uuid:a193b68f-7ab4-4536-abe2-c23e01d0b526/datasheet-silyzer300.pdf>
- Siemens Energy. (2020, 16 diciembre). *Una nueva realidad del hidrógeno: Combustible del viento y el agua*. Global Website. <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable/soluciones-de-hidrogeno/haru-oni.html>
- Solek Holding SE. (2023). *Vertimientos energéticos se duplican en dos años*. https://www.bnamericas.com/es/noticias/vertimientos-energeticos-se-duplican-en-dos-anos#_ftn1
- Termic Ltda. (2019, 27 marzo). *¿Qué es un PMGD?* <https://www.termic.cl/post/2019/03/27/que-es-un-pmgd>

- Tuev-Nord (s/f). *Hydrogen storage*. Recuperado el 10 de enero de 2024, de <https://www.tuev-nord.de/en/company/energy/hydrogen/hydrogen-storage>
- U.S. Department of Energy. (2014). *Fuel Cells*. Energy Efficiency & Renewable Energy. [accessed 28.03.14].
- United Nations Development Programme (UNDP). (2000). *World Energy Assessment*. In Energy and the Challenge of Sustainability Paris, France.
- Vaisala. (2017). *Hydrogen Cooled Generators*. Disponible: <https://www.vaisala.com/en/industries-applications/power-industry-applications/hydrogen-cooled-generators>.
- Vásquez, R., & Salinas, F. (2019). Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. *Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*.
- Vieira, A., & Ordoñez (Eds.). (2021). *Fundamentals of renewable energy processes*. ScienceDirect. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128160367/fundamentals-of-renewable-energy-processes>
- Vilela, A. (2022, 15 agosto). *Air Liquide desarrollará un gran electrolizador de hidrógeno renovable para Chile*. Latam Green. <https://h2businessnews.com/air-liquide-desarrollara-un-gran-electrolizador-de-hidrogeno-renovable-para-chile>
- Zamora, A. (2022). *Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad*. Universitat Técnica de Valencia.
- Zheng, J., Li, L., Chen, R., Xu, P., & Kai, F. (2008) *High pressure steel storage vessels used in hydrogen refueling station*. *J Pressure Vessel Technology* Feb. 2008;130(1). <https://doi.org/10.1115/1.2826453>.