

**Tierra del Fuego, Antártida e
Islas del Atlántico Sur**

Consejo Federal de Inversiones

**Desarrollo de la “Hoja de Ruta del Hidrógeno” en
la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas
del Atlántico Sur**

**CONTRATO DE OBRA EX-2022-00163286- -CFI-
GES#DC**

**Resumen Ejecutivo
21 de julio de 2023**

Informe realizado por Fractal Arg S.R.L.

ÍNDICE

Introducción.....	4
Condiciones de base como punto de partida para el desarrollo de la hoja de ruta del hidrógeno verde en la provincia de TDF AIAS.....	7
1. Regulación.....	11
1.1. Antecedentes a nivel internacional.....	11
1.2. Evolución reciente en Argentina.....	14
1.3. Ley 19.640 y los proyectos de hidrógeno.....	16
1.4. Los impuestos y tasas provinciales.....	19
1.5. Proyecto de ley nacional de promoción del hidrógeno.....	21
1.6. Recomendaciones en base al análisis de la Ley Nacional de tierras 26.737.....	23
1.7. Regulación para Proyectos Binacionales entre Argentina y Chile.....	27
2. Plan de comunicación estratégica.....	32
2.1. Relevamiento de actores.....	32
2.2. Ejes, acciones y desafíos comunicacionales.....	36
2.3. Consejo fueguino de Hidrógeno y canales de comunicación.....	37
3. Desarrollo de infraestructura logística.....	49
3.1. La terminal de exportación.....	49
3.2. Accesos al puerto y red de caminos.....	55
3.3. Infraestructura de almacenamiento requerida para producir y exportar.....	60
3.4. El ciclo productivo a desarrollar y layout conceptual de planta.....	65
3.5. Análisis de posibles ubicaciones del puerto.....	69
3.6. Análisis de proyecto de “puerto Mirgor” en estancia las Violetas y su relación con las necesidades de los proyectos de hidrógeno verde y sus productos derivados.....	76
4. Valor agregado local: Oportunidades para el desarrollo de proveedores, mano de obra y nuevos sectores productivos a partir del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y sus vectores asociados	83
4.1. Generación de energía eólica.....	83
4.2. Producción de hidrógeno verde.....	88
4.3. Producción de amoníaco verde.....	91
4.4. Caracterización general de la estructura productiva fueguina.....	94

4.5. La demanda proyectada de insumos y componentes y su impacto.....	96
4.6. La capacidad de abastecimiento y los desafíos de la reconversión.....	99
4.7. Los subproductos del hidrógeno en la economía local y nuevas oportunidades...	100
5. Aplicaciones del hidrógeno verde en la provincia de TDF AIAS.....	103
5.1. Disponibilidad de hidrógeno como punto de partida.....	104
5.2. Estado de la tecnología y las posibilidades de aplicación en la provincia.....	105

Introducción

En el presente documento se presentan de manera resumida los lineamientos y propuestas que en su conjunto constituyen la “Hoja de ruta del Hidrógeno Verde” para la provincia de Tierra del Fuego AIAS.

Diferentes países y regiones han estado presentando durante los últimos años documentos similares a nivel nacional y subnacional, siendo una herramienta fundamental de planificación que se ha impuesto como estándar para el desarrollo de esta nueva actividad a nivel global.

En un solo documento, se presentan las políticas públicas para fomentar el despliegue de inversiones en la producción del hidrógeno, la priorización de sus diferentes aplicaciones, como así también la creación de oportunidades, capacidades e impacto a nivel territorial.

Previamente, a la elaboración del presente la provincia encargó la realización de un amplio estudio para determinar la viabilidad del desarrollo del hidrógeno verde y sus productos derivados cuyos resultados arrojaron que la provincia cuenta con las condiciones de base adecuadas para desarrollar proyectos de amoníaco verde, cuyos resultados se comentan como punto de partida.

Dadas estas condiciones de base se desarrolló la hoja de ruta, con énfasis en 5 ejes:



Figura 1. Esquema hoja de ruta hidrógeno verde en TDF AIAS

Condiciones de base: son los recursos eólicos de clase mundial, tierras disponibles, aguas costeras de fácil acceso, cuya combinación arroja escala y costes competitivos internacionalmente.

1- Regulación: requiere de normativas locales y planificación sobre su territorio, así como de acciones coordinadas a nivel nacional para el desarrollo de herramientas regulatorias que incentiven la radicación de proyectos de inversión.

2- Vinculación con la comunidad, desarrollo y capacitación de recursos humanos: asimismo, se requiere que los diferentes actores locales estén informados de las políticas y proyectos que se desarrollarán, lo cual exige un esfuerzo comunicativo en doble sentido: recepcionando las inquietudes e informando las acciones que se desplieguen.

Por otra parte, el desarrollo de esta nueva industria tiene dos impactos significativos y relacionados entre sí que deben estudiarse:

3- Infraestructura: en particular la asociada a la logística portuaria y vial.

4- Valor agregado: los proyectos que se desarrollen dada su magnitud tendrán impacto productivo, directo e indirecto sobre el territorio, la magnitud del mismo dependerá en gran medida del entramado productivo local y de las políticas que se impulsen para el desarrollo de proveedores.

5- Aplicaciones: la disponibilidad de molécula de h₂ en la isla vuelve posible el desarrollo de aplicaciones de diversa índole, lo cual permitirá avanzar en la descarbonización de las actividades donde la electrificación no sea una opción viable.

En los puntos a continuación se despliegan cada uno de los ejes propuestos.

Condiciones de base como punto de partida para el desarrollo de la hoja de ruta del hidrógeno verde en la provincia de TDF AIAS

En este apartado se repasan los principales resultados del Estudio integral para la determinación de la viabilidad del desarrollo de proyectos de inversión para la producción y comercialización de Hidrógeno “verde”, y de proyectos derivados, realizado por la provincia en el año 2022.

Este estudio dio como resultado que, a nivel de prefactibilidad, desde la perspectiva y el contexto mundial actual, bajo las condicionalidades identificadas y con los altos riesgos propios de una industria nueva, el Caso de Negocio a desarrollar en la provincia es el Amoníaco verde en proyectos para exportación a Europa y/o sudeste asiático. Se destacan a continuación las conclusiones del mismo.

- **EI MERCADO** de amoníaco verde podría ser de los primeros en surgir para reemplazar el amoníaco de hidrocarburos, de amplio uso en los mercados objetivo para TDF. Además, ya se estudian y ensayan otras aplicaciones a nivel comercial.
- **EI TRANSPORTE** por buque está resuelto actualmente en el mundo ya que se hace regularmente y es más económico y práctico que el transporte de H2 líquido.
- **EI COSTO NIVELADO DE PRODUCCIÓN EN TDF** tiene una significativa ventaja competitiva en su componente principal, el hidrógeno verde, a partir del bajo costo de producción de energía eólica (ver en apartado a y Tabla 2).
- **TIERRAS:** existen tierras suficientes con las características necesarias para desplegar proyectos de magnitud en TDF (se analiza en el punto 1.6)
- **ACCESO AL AGUA:** están dadas las condiciones básicas para acceder al agua de mar necesaria para efectuar el proceso de electrólisis y para facilitar el transporte de la producción por buque, tanto como para el ingreso de equipamiento.
- **INFRAESTRUCTURA:** es un aspecto de desventaja inicial para TDF. Los proyectos necesitan un puerto en la zona norte de la isla para el ingreso de equipamiento pesado mientras que la exportación puede resolverse mediante métodos off-shore mediante boya náutica (se analiza en el punto 3).

Una primera medida para establecer si un proyecto tiene viabilidad económica es que el costo del producto puesto en el mercado de destino sea menor al precio de mercado con un margen de rentabilidad razonable. La dificultad en este caso es que aún no existe ningún mercado de amoníaco verde en el mundo y, por lo tanto, sólo existen estimaciones de cuáles pueden ser los precios “targets” de mercado, a partir de la evolución del costo de producción, para los escenarios actuales, 2030 y 2050.

Tabla 1. Precios “Targets” Mercado y Costo Nivelado TDF AIAS para amoníaco verde

	Precio Target del Mercado (1)	Costo Nivelado TDF Rango Inferior-Superior (2)
Actual (USD/ton)	900	520-1280
2030 (USD/ton)	400	346-619
2050 (USD/ton)	300	254-376

Fuente: elaboración propia en base a informe citado.

Puede observarse que el Costo Nivelado del amoníaco verde de TDF se encuadra en los precios “targets” de mercado, lo que le otorga un primer indicador de prefactibilidad económica.

Nótese que en el año 2030 con tecnología de electrolizadores más madura, un Capex de los molinos un 20% menor y una compresión del WACC debido a un adecuado manejo de riesgo del proyecto se estará en un piso de 346 USD/ton es decir más de 50 dólares por debajo de los precios esperados de mercado: en torno a 400 USD/ton en 2030.

Adicionalmente, existen diversos factores que permiten inferir una tendencia de costo aún menor para TDF a medida en que la tecnología madure y logre escala, lo que mejoraría aún más la perspectiva de viabilidad económica de los proyectos.

En el largo plazo, existe consenso de que para que haya un mercado mundial de amoníaco verde su costo debe bajar hasta alcanzar el del amoníaco gris. Eso se lograría a partir de equiparar el precio del H2 verde, ya que representa el componente mayor del costo y el resto del proceso es conocido y, a priori, equiparable para distintas localizaciones en el mundo.

Otra herramienta para analizar la prefactibilidad económica de un proyecto es comparando el costo de producción en una localización con el de otras que aparecen como competidoras para un mismo mercado objetivo.

Asumiendo que ese mercado se genere y que el precio de mercado permita cubrir los costos con una rentabilidad razonable, se entiende que el proyecto más competitivo logrará comprador para su producción, otorgándole otro indicador muy relevante de viabilidad económica.

A continuación, analizaremos los componentes del Costo Nivelado del Amoníaco Verde sobre los que TDF tiene influencia para establecer comparaciones con “targets” de costos establecidos por la literatura.

- Costo Energía Eólica
- Costo Hidrógeno Verde
- Costo Impositivo TDF
- Costo de Capital Argentino
- Costo de Transporte a puerto destino

Por último, realizaremos comparaciones con otras localizaciones.

a. Costo Nivelado de la Energía Eólica en TDF

Un objetivo central del estudio de prefactibilidad fue el de verificar mediante cálculos propios la potencialidad del factor competitivo por excelencia de TDF: sus vientos de calidad mundial capaces de generar los costos de generación eólica para H2 más bajos del mundo con factores de capacidad por encima del 55%.

Tabla 2. Costos Targets de Mercado y Costo Nivelado TDF para amoníaco verde

	Costo target mejores ubicaciones del mundo on-shore (1)	Cálculo propio Costo nivelado eólico TDF (2)
Actual (USD/MWh)	20 – 30	23,2 - 52,1
2050 (USD/MWh)	10 – 20	15,5 – 21,9

Fuente: elaboración propia en base a estudio citado

Se verifica que el Costo nivelado eólico en TDF se ubica dentro de los rangos objetivo para convertirse en una de las mejores localizaciones de mundo.

Cabe aclarar que los escenarios 2030-2050 ya asumen bajas en el Capex y Opex por mayor eficiencia tecnológica, pero los cálculos propios de costo nivelado eólico en TDF siguen basándose en el rendimiento del equipamiento hoy disponible. Cuando se pueda modelar con un equipamiento más potente, nuevo y adaptado a los vientos de TDF, los costos podrán reducirse.

Un nuevo indicador favorable a la prefactibilidad económica del Amoníaco Verde en TDF es que a unos 25 USD/MW de costo de energía se iguala el costo de producción de amoníaco proveniente de hidrocarburos.

b. Costo del Hidrógeno Verde producido en TDF.

El costo asociado al parque eólico representa aproximadamente el 60% del costo de producción el H2 por lo que resulta altamente determinante del valor del H2 verde producido. Así, el bajo costo eólico determina un valor de H2 verde altamente competitivo.

Si bien aquí se está observando el costo producción del Amoníaco Verde, cuyo costo de H2 verde como insumo es algo distinto al del H2 para licuefacción (por razones técnicas vinculadas a la configuración de la producción), tomaremos el segundo caso¹ como referencia para compararlo con los valores de mercado “target” que se supone debe alcanzar el H2 verde en el mundo para ser competitivo.

Existe consenso sobre que a lo largo del período bajo análisis (2022-2050), el H2 verde debe alcanzar el mismo valor que el que actualmente tiene el

¹ Se toma el LCOH previo al ingreso a licuefacción, dado que este dato es el que se utiliza como comparable.

H2 gris como para convertirse en un reemplazo económicamente sustentable a largo plazo.

Tabla 3. Costo comparado de costo nivelado de hidrógeno (LCOH)

USD/kg	Valor H2 gris - histórico (1)	Costo target s/ literatura (2)	LCOH-TDF H2 Verde (3)
Actual ²	1,05		2,83 - 6,87
2030	-	1,3 – 1,5	2,47 – 3,44
2050	-	1	1,41 – 2,12

Fuente: elaboración propia en base a informe citado.

Se observa que, a largo plazo, el H2 verde producido en TDF muestra perspectivas para acercarse a equiparar el costo histórico del H2 gris y el “target” que tiene consenso en la literatura.

Nuevamente, debe tenerse en cuenta lo estipulado con relación a las perspectivas de mejoras de costos en el tiempo, sobre todo, a partir de la baja de costo del componente tecnológico (turbina eólica-electrolizador) por la economía de escala mundial y la curva de aprendizaje de la industria que recién está comenzando.

c. Costo Impositivo en TDF.

El cálculo propio de Costo Nivelado de Amoniaco Verde en TDF está elaborado considerando dentro del Caso Base que los proyectos se encuadrarán en la Ley 19.640 por 30 años³.

Este factor es crucial para ayudar a compensar el mayor costo de capital actual de la Argentina respecto de otros mercados competidores, según veremos a continuación, y la mayor distancia de transporte a los mercados objetivo.

d. Costo de Capital Argentino.

El costo del capital argentino tiene un impacto negativo en el costo final del amoníaco verde a producir y exportar.

Se trata, indudablemente, de la desventaja mayor que tiene TDF respecto de otras localizaciones del mundo con alto potencial para convertirse en *hubs* de abastecimiento mundial. En este sentido el envío de un proyecto de ley de promoción de la actividad remitido a fines de mayo del presente año, que aborda

² En este caso refiere a valores del año 2020, a partir de 2021 los precios del gas han crecido sostenidamente y han alcanzado récords históricos con la guerra Ucrania-Rusia.

³ En el caso de TDF se entiende que al ser los beneficios impositivos más importantes que en la ley nacional, el proyecto de ley nacional de aprobarse regirá de manera supletoria en los demás aspectos de la promoción como la estabilidad fiscal, y los giros de divisas al exterior.

algunos de los riesgos locales y les da solución es un factor decisivo para el manejo del riesgo y en consecuencia el fomento de las inversiones.

e. Costo de Transporte por buque a puerto de destino.

El costo del transporte de amoníaco por buque es un ítem conocido ya que actualmente este producto se comercia en el mundo con habitualidad en su versión derivada de hidrocarburos. Si bien la mayor lejanía de TDF a los mercados objetivo (Europa- Ámsterdam / Japón-Kobe) implica un mayor costo por tonelada en detrimento de la competitividad de TDF, éste no se evalúa como significativo, sobre todo en la medida en que puede ser compensado con creces por otras ventajas.

CONCLUSION DE PRE-FACTIBILIDAD ECONÓMICA.

El costo de producción de Amoníaco Verde en TDF luce altamente competitivo a nivel mundial impulsado por el bajo costo de generación eólica a partir de la calidad de los vientos.

TDF puede aportar a favor de la competitividad del costo el régimen impositivo de la Ley 19.640, al cual se le suma de manera complementaria, en caso de sancionarse, el proyecto de ley de promoción del hidrógeno. La principal desventaja radica en el costo de capital argentino, un aspecto que no depende directamente de la provincia de TDF. El transporte a los mercados objetivos es también una desventaja por mayor distancia, pero no se evalúa significativamente en la medida en que pueda ser compensado por las ventajas enumeradas y una equiparación del costo de capital.

En cuanto a la escala de los proyectos, TDF tiene tierras suficientes para albergar una escala competitiva (más de 2 GW), pero sería muy conveniente poder ampliar la escala hacia el lado chileno integrándose en un proyecto binacional de altísima competitividad mundial.

REGULACIÓN

El desarrollo de regulación adecuada para facilitar la instalación de proyectos de hidrógeno verde y sus productos derivados en la provincia de Tierra del Fuego AIAS, es el primer eje que se aborda a continuación.

Desarrollar regulación, implica: revisar, adaptar y/o generar regulación sobre la actividad, dado el estadio inicial en el que se encuentra la actividad el enfoque adoptado tiene que ver con la promoción económica de la actividad y el levantamiento de ciertas barreras jurídicas que podrían impedir que los proyectos se desarrollen adecuadamente en el territorio de la isla.

1. Antecedentes a nivel internacional,
2. Evolución reciente en Argentina
3. Ley 19.640 y los proyectos de hidrógeno
4. Los impuestos y tasas provinciales
5. Proyecto de ley nacional de promoción del hidrógeno
6. Recomendaciones en base al análisis de la Ley Nacional de tierras 26.737
7. Regulación para Proyectos Binacionales entre Argentina y Chile

1.1. Antecedentes a nivel internacional

La inserción a nivel regional e internacional de la industria del hidrógeno, particularmente el hidrógeno verde, y sus productos derivados, se dio de la mano del inevitable proceso de transición energética por el que todos los países transitan en el marco de las acciones contra el cambio climático, y tomó preponderancia en un contexto geopolítico actual acuciado por la necesidad de seguridad energética.

La cuestión climática está instalada en el marco de los compromisos nacionales asumidos en el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)⁴ y es indubitable que todas las políticas de gobierno de los países del globo deben estar alineadas en el eje transversal de la sostenibilidad. Y es cierto también que adquiere un papel protagónico en esta transición energética, la sustitución de los combustibles fósiles como fuente de energía, por ser su uso generador de contaminación atmosférica y de emisiones de CO₂.

En este contexto surgen las hojas de ruta del hidrógeno de bajas emisiones como guía para el fomento y desarrollo de los proyectos y del mercado.

⁴ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/acuerdo-de-paris>

En total, 21 países y la Unión Europea han lanzado una estrategia nacional de hidrógeno, 27 países tienen una estrategia en preparación y al menos 34 han iniciado discusiones de políticas o proyectos piloto.

En el cuadro a continuación se detallan a modo de ejemplo los principales temas tratados por las hojas de rutas de países, que, como el caso de Argentina, se espera que sean exportadores.

Tabla 4. Cuestiones tratadas en hoja de ruta de futuros países exportadores

Australia	Canadá	Chile
1-Una industria limpia, baja en emisiones; innovadora, segura y competitiva en cuanto a costos a nivel mundial	1. Asociaciones estratégicas	1. Fomento al mercado doméstico y a la exportación: apalancamiento mediante financiamiento, despliegue de diplomacia del hidrógeno.
2- La seguridad	2. Reducción del riesgo de las inversiones: mediante programas de financiación y políticas a Largo Plazo	2. Normativa, seguridad reforma normativa con énfasis en la seguridad, tramitación de permisos
3. Beneficios para todos los australianos, tanto en materia de puestos de trabajo como en apoyo a las comunidades.	3. Innovación: mayor gasto en I+D para mantener ventaja competitiva.	3. Pilotos: grupo de trabajo para facilitar tramitación de permisos para pilotos
3. Ser un actor global importante en 2030.	4. Códigos y Estándares: modernizar y actualizar	4. Formación de capacidades e innovación: desarrollar en paralelo hoja de ruta I+D.
4. Propician una regulación inteligente, coherente y sencilla.	5. Políticas y regulaciones habilitadoras	
5. Dar forma a los mercados internacionales, mediante acuerdos de cooperación.	6. Conciencia: liderando la conciencia de la seguridad, los usos y los beneficios del hidrógeno para la comunidad	
7. Encabezar el desarrollo de un sistema de certificación internacional para el hidrógeno, en estrecha colaboración con empresas locales e internacionales.	7. Proyectos Regionales	
8. Acelerar la comercialización de la tecnología	8. Mercados Internacionales	

Fuente: elaboración propia en base a hoja de ruta presentadas

Del cuadro se desprenden 2 grandes aspectos, en primer lugar, el de la cooperación internacional, los incentivos económicos, el financiamiento de proyectos pilotos y el impacto sobre el empleo y la comunidad y en segundo lugar los desafíos técnicos que implica el desarrollo de un nuevo mercado global (seguridad, certificación, permisos, mejora tecnológica). En el caso de la provincia de TDF AIAS al ser un gobierno subnacional la hoja de ruta planteada se enfoca en el primer grupo de incentivos, dado que se espera que los parámetros de seguridad y certificaciones sean adoptados a nivel internacional y nacional y luego adoptados a nivel subnacional. También tendrá influencia el mercado destino de las exportaciones (Europa o sudeste asiático).

1.2. Evolución reciente de Argentina

Argentina tiene como punto de partida una matriz energética que se encuentra ampliamente dominada por los hidrocarburos que, en conjunto,

representan el 85% del total de la energía primaria, encabezada por el gas natural, seguida por el petróleo y una participación poco significativa del carbón. Entre las energías limpias, la hidráulica alcanza el 3,7%, la nuclear 3,9% y las renovables de fuente eólica y solar el 8%. Entre los biocombustibles líquidos, los aceites vegetales tienen una participación del 1,5% y los alcoholes vegetales el 0,6% (S.E. MECON, 2022).

La política energética definida por el gobierno nacional señala que actualmente el sector hidrocarburífero argentino se encuentra en pleno proceso de desarrollo, tanto de sus cuencas onshore como offshore, lo cual es requerido para aportar las divisas necesarias que requiere el proceso de transición hacia una matriz más limpia. Así, el sector hidrocarburífero se constituye como fuente de energía primaria estratégica, como complemento para la expansión de las energías renovables y como un posible impulsor para el desarrollo del hidrógeno azul.

No obstante ello, se está desarrollando la estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno a fin de impulsar un complejo productor y exportador de este nuevo vector energético.

En este contexto la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 517/23 que aprobó el “Plan Nacional de Transición Energética al 2030”⁵. En relación al hidrógeno el Plan señala que aquél *“será uno de los vectores energéticos que posibilitará la descarbonización de la economía, dada su capacidad de actuación en varios sectores. Sin embargo, las nuevas tecnologías que permiten producir el hidrógeno bajo en emisiones están todavía en una fase temprana de desarrollo, por lo que se requieren importantes esfuerzos para que su producción sea competitiva y económicamente viable. Por ello, se trabaja en conjunto con otras áreas en el desarrollo de la Estrategia Nacional de Hidrógeno (ENH), que constituyen, junto al proyecto de ley para crear un régimen de promoción sectorial y la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE), los tres pilares de política pública para el desarrollo de la economía del hidrógeno de bajas emisiones en Argentina.”*

El Plan contempla un complejo productor y exportador de hidrógeno como nuevo vector energético, orientado mayormente al hidrógeno verde que es el que se prevé tenga una mayor demanda internacional. La estrategia en tal sentido incluye contar con nueva potencia renovable para la producción de hidrógeno bajo en emisiones, la instalación de electrolizadores y la infraestructura para el almacenamiento y transporte hacia los puntos de consumos

La transición que propone entonces el Gobierno Nacional sobre la base de la abundancia de recursos energéticos renovables e hidrocarburíferos y las capacidades productivas de la economía argentina, es que debe ser justa, asequible y sostenible en línea con el Objetivo de

⁵ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/289826/20230707>

Desarrollo Sostenible N° 7 de las Naciones Unidas⁶. Es por esto que en los ejes de acción se evalúa la posibilidad de un desarrollo de las energías renovables no convencionales en base a las capacidades nacionales y el desarrollo de un sector hidrocarburífero más limpio y eficiente, como abastecedor de energía, vector de empleo y generador de divisas, que asimismo aporte a la transición energética regional y global por medio de la exportación de recursos menos intensivos en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por unidad de energía.

En tal orden de ideas, Argentina tiene todas las condiciones para convertirse en un actor relevante de la incipiente economía mundial del hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados, posicionándose como un proveedor internacional como así también desarrollar un amplio mercado de aplicaciones locales con una fuerte incidencia industrial y tecnológica nacional a lo largo de toda la cadena de valor.

Si bien aún no se cuenta con una Hoja de Ruta, la Mesa Intersectorial del Hidrógeno⁷ se encuentra elaborando, de forma colaborativa y con mirada multisectorial, la Estrategia Nacional de Hidrógeno, donde se incluirán los acuerdos alcanzados en torno al desarrollo de la economía del hidrógeno de bajas emisiones en Argentina, se proyectarán las metas a cumplir en 2030 y 2050 y se propondrán acciones a desarrollar para poder alcanzar los objetivos. Esta Mesa Intersectorial es liderada por la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación, con la participación de entes gubernamentales nacionales como la Secretaría de Energía, organismos especializados técnicos y académicos, cámaras empresariales y diversos actores, entre ellos, las provincias con potencial de desarrollo de hidrógeno bajo en carbono, como es el caso de TDF AIAS.

En paralelo, la Secretaría de Energía encaró en el año 2022 la elaboración de un marco regulatorio para fomentar la actividad que fue presentado ante el Congreso Nacional para su tratamiento, cuestión que se aborda en el punto 1.5.

1.3. Promoción Ley 19.640 y los proyectos de hidrógeno

La ley 19.640 es la herramienta de promoción de la cual dispone la provincia para favorecer la radicación de proyectos de hidrógeno verde, se parte del supuesto de que la misma convivirá con una futura ley de promoción de la actividad (cuestión que se detalla en el punto 5).

⁶ Detalle de los ODM disponible en:

<https://www.argentina.gob.ar/politicassociales/ods/institucional/17objetivos>

⁷ La Resolución SAE N° 3/23 constituyó, en el ámbito del CONSEJO ECONÓMICO Y SOCIAL, la Mesa Intersectorial del Hidrógeno, a fin de contribuir con el diseño de una estrategia nacional integral tendiente a la promoción de la economía del hidrógeno de bajas emisiones y a promover el desarrollo de nuevas cadenas de valor del hidrógeno, en el marco del desarrollo sostenible y los procesos de transición energética y de descarbonización.

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/280754/20230206>

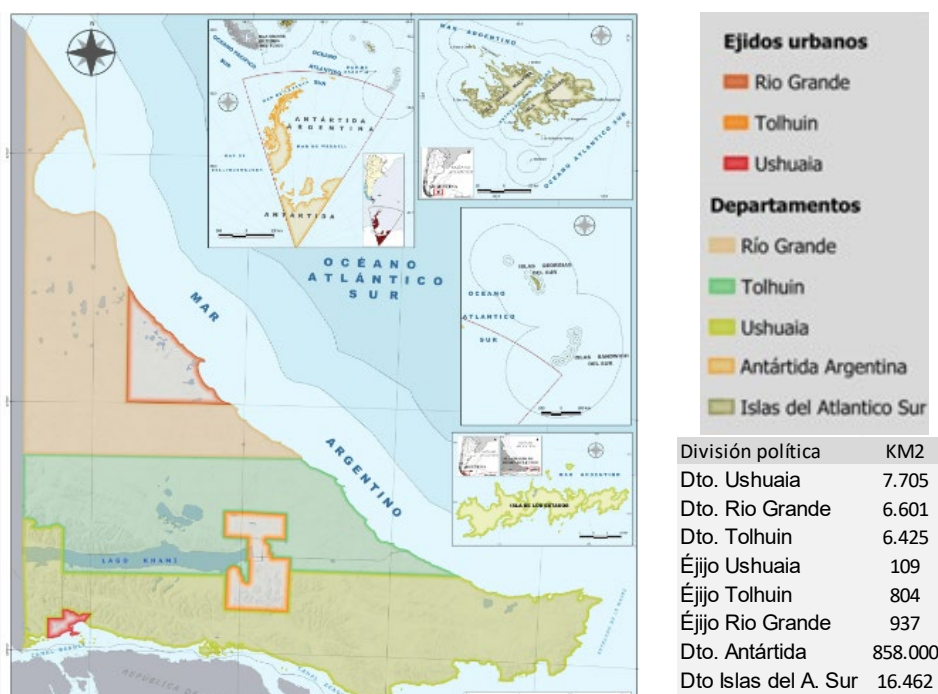
a. Introducción Ley 19.640 y sus beneficios tributarios

Vigente desde el año 1972, este régimen especial fiscal y aduanero alcanza a los hechos, actividades y operaciones relativas a bienes que se desarrollen en el ámbito de TDF AIAS, otorgándoles la exención del pago de ciertos tributos nacionales y determinados gravámenes y cargos correspondientes a las actividades importadoras y exportadoras.

La Ley 19.640 limita su aplicación al ámbito de la provincia de TDF AIAS, y está constituida por:

- la parte oriental de la Isla Grande de Tierra del Fuego -la parte occidental pertenece a la República de Chile-. A su vez la parte argentina está dividida en el sector noreste por el Departamento de Río Grande -que a su vez es el que tiene la mayor extensión de costas sobre el Océano Atlántico-, y el sector sur por el departamento de Ushuaia, el que incluye también la Isla de los Estados e islotes adyacentes,
- la Antártida Argentina, e Islas del Atlántico Sur (las Islas Malvinas, Sándwich del Sur, Orcadas del Sur y Georgias del Sur).

En la siguiente estas se pueden observar en el mapa.



Fuente: <https://ipiec.tierradelfuego.gob.ar/>

Figura 2. División Política de Isla Grande de Tierra del Fuego (AAE), Antártida e Islas del Atlántico Sur (Zona Franca).

Continuando con el análisis de la normativa vigente y siempre circunscripto a los aspectos aplicables a la producción y comercialización del hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados, en la misma encontramos los siguientes conceptos:

- Área Franca (AF): abarca todo el TDF AIAS, excepto la parte correspondiente a la Isla Grande de Tierra del Fuego.
- Área Aduanera Especial (AAE): corresponde al territorio de la Isla Grande de Tierra del Fuego.
- Territorio Continental Nacional (TCN): se refiere a todo el territorio argentino (continental) sin la provincia de TDF AIAS.

b. Origen de las mercaderías y sus implicancias para el desarrollo de proyectos de hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados.

En este punto se tomará como ejemplo la aplicabilidad de la ley 19.640 para el “amoníaco verde”, producto derivado de la producción de hidrógeno verde por electrólisis de agua, que es el que presenta actualmente mejores perspectivas de precios y mercados.

La ley 19.640 establece 2 tipos de mercaderías: originaria y no originaria. El interés se encuentra dentro las originarias dado que de acuerdo a la interpretación que se realice tendrán diferentes implicancias impositivas y procedimentales a la hora de obtener los beneficios de la ley por la exportación de los productos. Se prevé que la producción de hidrógeno verde y sus productos derivados debe ser interpretada como producidas íntegramente en la isla grande de TDF.

Esto significa que a diferencia de los bienes producidos en el marco del denominado subrégimen industrial donde es necesario un decreto del Poder Ejecutivo y demás normativas complementarias para realizar la actividad, aquí solo es necesaria la emisión de un certificado de origen, cuyo trámite está actualmente delegado en el Estado provincial (ver punto d).

En el cuadro a continuación se detalla su definición.

Tabla 5. Definiciones y características de Mercadería originaria íntegramente producida en el área aduanera especial

Norma	Detalle
Art. 22 Ley 19.640	a) extraídas, para productos minerales; b) cosechadas o recolectadas, para productos del reino vegetal; c) nacidos o criados, para animales vivos; d) recolectados, para productos provenientes de los animales vivos; e) cazados o pescados, para productos que en el área se cacen o pesquen; f) obtenidos, en el estado en que fuere, para las obtenidas exclusivamente a partir de las mercaderías comprendidas en los incisos precedentes o de sus derivados.

Fuente: Elaboración propia en base a ley 19.640

Lo trascendente desde el punto de vista interpretativo de si un producto es íntegramente originario de la isla grande de TDF, tiene que ver, como se

destaca en el punto f) con las mercaderías que lo constituyen y sus derivados, es decir sus insumos.

Para el caso del “amoníaco verde” los insumos clave para su producción son:

- agua de mar sujeta a un proceso de desalinización
- aire del cual se toma el nitrógeno
- energía eólica contenida en el viento que se transforma en eléctrica

Está claro que el agua de mar dentro de la jurisdicción provincial es un producto originario del AAE a los que se le suman 2 insumos que proceden de recursos naturales que se obtienen del territorio bajo dominio provincial, pero dado el texto actual de la norma (art 22) se exigirá un esfuerzo interpretativo de la autoridad de aplicación para determinarlos como originarios por no estar contemplados algunos de ellos explícitamente.

c. Los impuestos nacionales en el régimen de TDF AIAS

Teniendo lo presenta en el punto anterior, se presentan las siguientes situaciones:

1. Operaciones realizadas dentro de la provincia de TDF AIAS:

Estas operaciones se encuentran exentas del pago de los impuestos:

- a las Ganancias;
- al Valor Agregado y;
- sobre los Bienes Personales.

2. Operaciones de exportación de productos originarios del AAE al TCN:

Las operaciones se encuentran exentas del pago de los impuestos a las Ganancias y sobre los Bienes Personales, y tienen el beneficio de liberación del IVA.

- *Impuesto a las Ganancias:* Las operaciones de venta de bienes en el TCN que hayan acreditado su condición de originarios del AAE, realizadas por empresas productoras radicadas en dicha área, gozan de la exención plena del Impuesto a las Ganancias, no siendo deducibles los gastos originados en el Territorio Continental de la Nación.

Esta exención es parcial para ciertas situaciones, tal el caso, de compradores del TCN vinculados económicamente con el productor del AAE en el que el precio de venta es superior al precio de reventa en el TCN. Cuando los beneficios del régimen se distribuyan como dividendos no quedan sujetos a retención

- *Impuesto al Valor Agregado:* se encuentran gravadas en el IVA, pero permite el cómputo de un crédito fiscal presunto. Este crédito es equivalente al débito fiscal que la empresa factura por sus ventas al TCN, no siendo posible computar los créditos fiscales originados en el Territorio Continental de la Nación como consecuencia de la compra de insumos

y/o servicios gravados por el impuesto, con algunas excepciones previstas en la norma (Dto. 1139/88 y modificaciones). En ningún caso puede generar saldo a favor del contribuyente.

3. Operaciones de exportación de productos originarios del AAE a terceros países:

Este punto es de especial interés, dado que se espera que las mayores ventas se realicen a terceros países. Las operaciones se encuentran exentas del pago de los impuestos a las Ganancias, sobre los Bienes Personales y el IVA.

- *IVA:* la exención del IVA para la exportación es similar a la que rige en todo el territorio argentino para este tipo de operaciones, gozando del beneficio de la devolución del impuesto de las compras de insumos y gastos (crédito fiscal) vinculados con dichas exportaciones. Este beneficio para las empresas radicadas en el AAE es prácticamente inexistente si tenemos en cuenta que las compras y gastos que se realizan, no se encuentran alcanzadas por dicho impuesto, pero en comparación con el continente representa una ventaja financiera.⁸
- *Impuesto sobre los Bienes Personales:* la exención la establece la propia ley del gravamen ya que al tratarse de un impuesto cuyo producido tiene una afectación especial queda fuera del beneficio de la Ley 19640.

4. Impuestos nacionales no alcanzados por la promoción

También se destaca que existen otros impuestos que no son objeto del régimen de la ley 19.640:

- *Aportes y contribuciones a la Seguridad Social:* este régimen no es de aplicación y por lo tanto no gozan de beneficio alguno las contribuciones a la Seguridad Social correspondiente a las empresas por las retribuciones a su personal en relación de dependencia.
- *Impuesto a los Débitos y Créditos Bancarios:* mientras la tasa general es del 0,6% tanto para los débitos como los créditos en cuentas bancarias, a aquellas operaciones vinculadas con el régimen de la Ley 19.640 gozan de una tasa diferencial reducida del 0,25%⁹.
- *Precios de Transferencia:* Las operaciones de exportación y/o importación de bienes entre sujetos independientes o vinculados se encuentran obligados a realizar un estudio de precios de transferencia.

⁸ A nivel continental se paga IVA que luego de un tiempo de devuelve al exportar esto tiene un costo financiero implícito, cuestión que no ocurre en el AAE.

⁹ Art. 7 Dec. 380/01: en este impuesto el Poder Ejecutivo Nacional tienen amplias facultades para otorgar exenciones y reducciones de alícuota.

Esta obligación no alcanza a las operaciones efectuadas entre el territorio aduanero especial y el territorio aduanero general o las zonas francas.

d. Trámites de certificado de origen

El certificado de origen es un documento que emite el gobierno de Tierra del Fuego, por delegación de Comisión para el Área Aduanera Especial¹⁰ para certificar que un producto es originario del Área Aduanera Especial con los beneficios impositivos y arancelarios establecidos por la Ley 19.640.

1.4. Los Impuestos y tasas retributivas Provinciales

En este punto se analizan los principales impuestos provinciales y las tasas retributivas que cobra la provincia¹¹.

- ***Ingresos Brutos***: el desarrollo de actividades económicas dentro de la provincia de Tierra del Fuego se encuentra alcanzado por el Impuesto sobre los Ingresos Brutos. Tratándose de un impuesto de carácter provincial no se encuentra alcanzado por el régimen de promoción establecido por la Ley 19.640 el cual aplica solo a impuestos de carácter nacional.

De acuerdo con la ley tributaria de la provincia, vigente para el año 2023, no existe una alícuota aplicable a la generación de hidrógeno verde, no obstante otras actividades detalladas en la ley que podrían vincularse a esta actividad serían: i) la generación de energía eléctrica en todas sus formas la cual se encuentra gravada a la tasa del 2,25%, y ii) la actividad de fabricación de gases industriales y medicinales comprimidos o licuados (código 201110) que comprende la fabricación de hidrógeno, que se encuentra gravada a la tasa del 1.5%

Adicionalmente, debe ingresarse en concepto de Fondo de Financiamiento de Servicios Sociales una alícuota adicional en el Impuesto sobre los Ingresos Brutos del 1,5% aplicable a todas las actividades gravadas por el mismo. Existen excepciones o atenuaciones para el ingreso de este adicional para determinadas actividades contempladas en la Ley exenciones, acuerdos nación provincias donde se hayan establecidos topes máximos de alícuotas, régimen simplificado y los que tengan "tasa 0"). Para la actividad citada en el párrafo anterior no corresponde su ingreso

¹⁰ <https://prodyambiente.tierradelfuego.gob.ar/wp-content/uploads/2021/07/Resoluci%C3%B3n-CAAE-N-37-12.pdf>

¹¹ El impuesto inmobiliario no se analizó por ser muy baja su recaudación (\$5 millones en 2022), históricamente el impuesto inmobiliario rural fue cobrado por los municipios, pero en el año 2023 un fallo de la Corte Suprema de Justicia falló a favor de la provincia lo cual habilita el cobro del impuesto inmobiliario rural.

La exportación a terceros países no se encuentra gravada con el Impuesto sobre los Ingresos Brutos

- Impuesto a los sellos: el mismo recae sobre actos, contratos y operaciones de carácter oneroso instrumentados¹², siendo la alícuota del mismo del 1% sobre el valor total del contrato.
- Tasas retributivas de servicios: hay 2 tipos de tasas de verificación que podrían ser aplicables.
 - La que aplica por los servicios de verificación, seguimiento y control de las obligaciones de ley que practica la Secretaría de Industria y Promoción Económica, por la emisión de certificados de origen y no origen, para los productos considerados originarios y las excepciones previstas por la ley 19.640¹³.

El valor de dicha tasa se fija en Unidades Ajustables por Evolución Salarial (U.A.P.E.S.)¹⁴ de acuerdo a los valores que se establecen para cada producto según anexo III de la norma, siendo el mínimo por emisión de 150 U.A.P.E.S..

El hidrógeno y sus derivados no están en el nomenclador por lo que, según la norma vigente, les corresponderá una tasa equivalente al promedio simple aplicable entre aquellos productos de similar posición arancelaria según Nomenclador Común del Mercosur, considerando el máximo nivel de apertura de dígitos, que permita la existencia de al menos dos (2) productos para promediar. Lo que debe ser determinado por el Ministerio de Producción y Ambiente que posee las facultades necesarias para dictar las normas aclaratorias y complementarias.

- Certificados de Origen de la Producción Hidrocarburíferas: otra alternativa, sería encuadrar la actividad bajo este esquema que está en cabeza de la Secretaría de Hidrocarburos. En este caso se cobra por Unidad de Gas Oil Premium (U.P.G) como equivalente al precio surtidor de un (1) litro de Gas Oil Grado 3 (actualmente en \$216.5):

¹² Según punto 2 del art. 9 de la Ley 23.548 (Ley de Coparticipación Federal de Impuestos) se entiende por instrumento a toda escritura, papel o documento del que surja el perfeccionamiento de los actos, contratos y operaciones que realicen las partes, de manera que revistan los caracteres exteriores de un título jurídico por el cual pueda ser exigido el cumplimiento de las obligaciones, sin la necesidad de otro documento.

¹³ De acuerdo a lo establecido en los artículos 19, punto 1; 21, incisos a) y c); 22, 23 y 26, incisos b) y c) de la Ley nacional 19.640; Resolución S.I. N° 47/18, y Resoluciones C.A.A.E. N° 37/15 y N° 41/18; y sus normas complementarias.

¹⁴ La Unidad Ajustable Por Evolución Salarial (U.A.P.E.S.) equivale al uno por diez mil (1%oo) del salario bruto percibido por todo concepto por la Categoría 10 P.A.yT. del escalafón "Seco" de la Administración Pública Provincial. Siendo el valor actual de \$9,36. Establecido por Resol. Del Ministerio de Producción y Ambiente N° 882/22.

Por ejemplo, para el gas natural es de $0,0012 \text{ por m}^3 \times 216,5 = 0,2598 \text{ \$/m}^3$

Las tasas retributivas aplican tanto a la exportación al continente como a terceros países. En este último caso será necesario readecuar la ley para adaptarla a la actividad de hidrógeno verde y sus productos derivados.

1.5. Proyecto de ley nacional de promoción del hidrógeno

En mayo de 2023, el Ejecutivo Nacional presentó al Congreso un proyecto de ley para regular específicamente la promoción de la producción de hidrógeno bajo en emisiones, que actualmente está en Comisiones.

El mismo contempla la creación de un régimen de promoción de la producción y el desarrollo de las cadenas de valor de hidrógeno de bajas emisiones clasificados en tres tipos: aquel que se produce a partir de gas natural con captura de emisiones (azul), aquel que se produce a partir de electrólisis de agua utilizando energías renovables (verde) y el que se produce utilizando energía nuclear (rosa); así como sus vectores asociados.

Regula tres instituciones dedicadas al fomento del sector:

1. un fondo destinado a financiar la fabricación de equipamiento;
2. un organismo descentralizado para la asesoría técnica y normativa (Agencia Nacional del Hidrógeno -AgenHidro-) y;
3. un Consejo Federal del Hidrógeno con participación de la AgenHidro, las provincias con proyectos de hidrógeno de bajas emisiones, las universidades nacionales y el sector productivo.

En materia de promoción impositiva el proyecto de ley establece, contemplan los siguientes beneficios:

- estabilidad fiscal por 30 años;
- devolución anticipada del impuesto al valor agregado (IVA);
- exenciones y reducciones arancelarias sobre los derechos de exportación (dependiendo de la fuente de energía utilizada para la producción del hidrógeno);
- exención de tributos sobre las importaciones de bienes para los que no existe producción nacional o dicha producción es insuficiente (por 10 años) y de tasas por servicios portuarios, aeroportuarios, de estadística y comprobación;
- medidas relacionadas con el impuesto a las ganancias:
- amortización acelerada,
- extensión del plazo para computar quebrantos,
- deducción de las pérdidas de la sociedad, los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto.

Por otra parte, la ley contempla beneficios con el objetivo de acompañar el desarrollo de proveedores, aquellos vinculados a los proyectos de inversión en cuestión, serán beneficiarios de exenciones impositivas sobre las importaciones de bienes de capital, líneas de producción, partes y/o piezas nuevas, en la medida que se trate de nuevos bienes.

Los beneficiarios son, por un lado, los titulares de proyectos de inversión y por el otro, los proveedores locales de bienes y servicios asociados a la cadena de valor de hidrógeno de baja de emisiones de carbono.

En relación a los titulares de proyectos, podrán acceder aquellos que realicen nuevas inversiones en bienes de capital e infraestructura, que permitan conformar una planta de producción de hidrógeno azul, verde y rosa. En este sentido, las inversiones contempladas podrían ser:

- Parques de generación de energías renovables cuyo destino principal sea el abastecimiento de plantas de electrólisis para la producción de H2 verde, así como también las inversiones asociadas a las plantas en cuestión;
- Plantas de reformado de gas natural, destinadas a la producción de H2 Azul, así como también la infraestructura asociada a la captura y almacenamiento de gases de efecto invernadero;
- Plantas de energía nuclear destinadas principalmente a la producción de H2 Rosa, así como las plantas de electrolizadores alimentadas con energía eléctrica de fuente nuclear.¹⁵
- Obras de almacenamiento de energía y transmisión eléctrica asociadas al abastecimiento de plantas de electrólisis y/o a la interconexión entre plantas de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables;
- Plantas y obras de infraestructura destinadas a la obtención, procesamiento, almacenaje y/o despacho del H2 de bajas emisiones y/o sus vectores

La ley también establece ciertos beneficios en relación al giro de divisas al exterior pudiendo los titulares de proyectos de producción de hidrógeno de bajas emisiones disponer de la mitad de las divisas obtenidas directamente por exportación sin necesidad de cambiarlas a pesos argentinos. Esas divisas no necesariamente deben ingresar al país, ya que pueden permanecer en cuentas en el exterior para luego ser aplicadas a la cancelación de las obligaciones de capital e intereses de pasivos comerciales y/o financieros con el exterior. En caso de que este monto no cubra las necesidades del titular de proyecto se puede recurrir a dos mecanismos complementarios:

¹⁵ Esta opción está vedada en la provincia de TDF AIAS que no permite la actividad nuclear de ningún tipo en su constitución provincial.

1- Solicitar acceso al BCRA para acceso a divisas para cancelar obligaciones. El BCRA habilita el acceso al mercado de cambios para el pago de capital e intereses de endeudamiento externo dentro de determinadas condiciones establecidas en las comunicaciones oficiales del BCRA

2- Solicitar al Ministerio de Economía incrementar el monto de libre aplicación en proporción a las exportaciones incrementales de la cadena de proveedores.

Por último, se en relación al desarrollo de proveedores locales se constituye un fondo destinado a financiar proyectos de fabricantes de equipamiento de la cadena de valor del hidrógeno de bajas emisiones, así como a proveedores de bienes y/o servicios de alto contenido tecnológico para el mismo sector en el marco Fondo Nacional de Desarrollo Productivo (FONDEP).

1.6. Recomendaciones en base al análisis de la Ley Nacional de tierras 26.737

Como se ha comentado al comienzo la disponibilidad de tierras suficientes para el desarrollo de proyectos de hidrógeno es uno de los factores determinantes para que la actividad se desarrolle. Dado que la propiedad de la tierra en la provincia esta mayormente en manos del sector privado, surge la necesidad de analizar cómo el inversor, que inicialmente será mayormente extranjero, dada la magnitud de la inversión requerida y el escaso desarrollo del mercado de capitales local, puede obtener un derecho real sobre las tierras en la cual se van a emplazar los proyectos, por un plazo mínimo de 30 años¹⁶. De esta cuestión surge la necesidad de analizar la ley nacional 26.737 de tierras rurales sancionada a fines del año 2011, su reglamentación y otras normativas relacionadas y su aplicabilidad para el caso de TDF AIAS.

a. Análisis de la ley y otras normativas relacionadas

La ley establece como uno de sus objetivos “Regular, respecto de las personas físicas y jurídicas extranjeras, los límites a la titularidad y posesión de tierras rurales, cualquiera sea su destino de uso o producción”. Para tal fin previo a adquirir una persona extranjera tierras rurales, en los términos de la Ley N° 26.737, debe requerir la emisión por parte del Registro Nacional de Tierras Rurales, del certificado habilitante correspondiente.

¹⁶ Distinto es el caso de la provincia de Rio Negro donde las tierras para el desarrollo del proyecto anunciado son sobre terrenos fiscales, que se otorgan en concesión por un plazo de 50 años, ampliable a 25 años adicionales.

Tabla 6. Restricciones a tenencia de tierras rurales según ley 26.737

1) No superar el 15 % de extranjeros sobre el territorio nacional, provincial o departamental;
2) No superar el 30 % del porcentaje de extranjerización precedente de una misma nacionalidad;
3) Limitación personal a la cantidad de hectáreas que varía según el lugar en el que se encuentren ubicadas las tierras rurales, definido el sistema de equivalencias. Las tierras rurales de un mismo titular extranjero no podrán superar las mil hectáreas (1.000 ha) en la zona núcleo, o superficie equivalente, según la ubicación territorial ¹⁷ ;
4) Asimismo, se prohíbe la titularidad o posesión de los siguientes inmuebles por parte de las personas extranjeras definidas en el artículo 3º de la ley: 1. Los que contengan o sean ribereños de cuerpos de agua de envergadura y permanentes ¹⁸ . 2. Los inmuebles ubicados en zonas de seguridad de frontera con las excepciones y procedimientos establecidos por el decreto ley 15.385/44 modificado por la Ley 23.554. ¹⁹

b. Aplicación de la ley para la provincia de TDF AIAS

En este punto se detallan las implicancias de la ley actual para la provincia de TDF AIAS, y complejidades adicionales respecto al resto del territorio nacional.

- **Aplicación de la Ley Nacional a nivel agregado:** como en el resto del territorio nacional las personas extranjeras no pueden ser titulares de más del 15% del territorio provincial, ni a nivel departamental. Además, las personas extranjeras de una misma nacionalidad no pueden tener más del 30% de ese 15% total sobre las tierras rurales. Según informa el registro de tierras rurales a abril del año 2022 la provincia de TDF AIAS tenía el 5,3% de tierras rurales extranjerizadas.

¹⁷ La superficie equivalente será determinada por el Consejo Interministerial de Tierras Rurales, atendiendo a los siguientes parámetros:

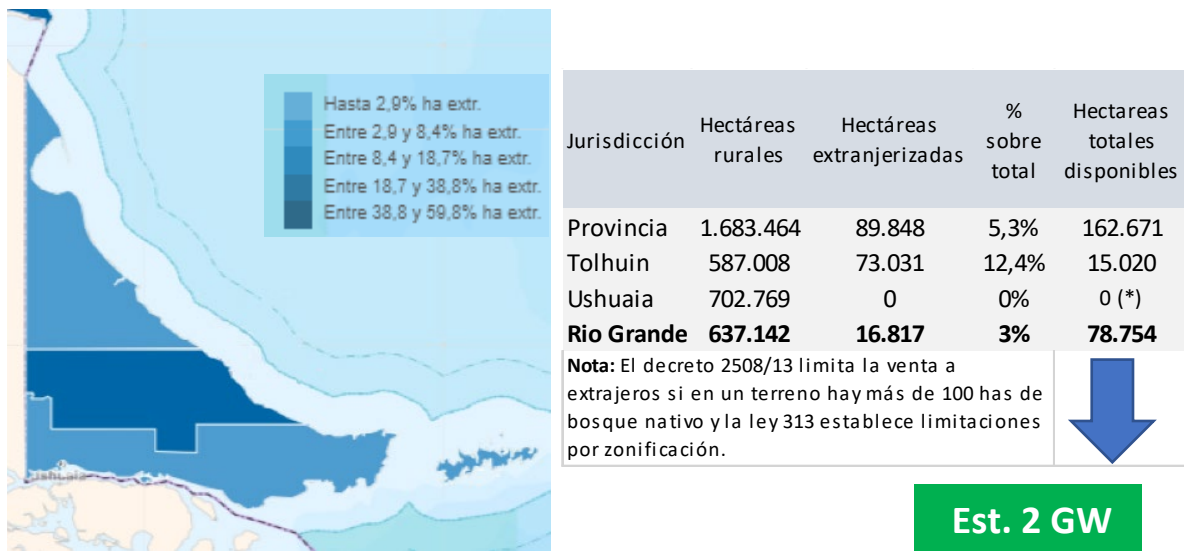
a) La localización de las tierras rurales y su proporción respecto del municipio, departamento y provincia que integren;

b) La capacidad y calidad de las tierras rurales para su uso y explotación.

La autoridad de aplicación, a los efectos del otorgamiento del certificado de habilitación, deberá controlar la cantidad de tierras rurales que posea o sea titular la persona adquirente.

¹⁸ Se requerirá la conformidad previa del Organismo de Agua Provincial representante de la Provincia ante el Consejo Hídrico Federal (COHIFE),

¹⁹ En caso de corresponder la Previa Conformidad de Zonas de fronteras emitida por la Dirección de Asuntos técnicos de Fronteras del Ministerio del Interior.



Fuente: IGN y Dirección Nacional del Registro Nacional de Tierras Rurales

Figura 3. Nivel de extranjerización de la tierra rural en TDF AIAS

Una primera conclusión es que la provincia y el departamento de Rio Grande se encuentran **a nivel agregado** dentro de los parámetros de la ley. Aunque debe destacarse que la cantidad de tierras disponibles calculadas con el tope del 15% (78.754 ha) permite la instalación de 2 GW de potencia eólica esta es una escala que está por debajo del mínimo necesario para desarrollar proyectos de hidrógeno bajo en carbono de exportación en el largo plazo²⁰. Lo cual constituye una primera restricción para el desarrollo de los proyectos.

- **Extranjerización procedente de una misma nacionalidad:** no se cuenta con información disponible al respecto, pero se entiende que el límite del 30% es una primera restricción severa. Dado que de las hectáreas disponibles en el departamento Rio Grande serían 23.626 hectáreas para una misma nacionalidad, lo que arroja un valor estimado de 590 MW de potencia de parque eólico.
- **Limitación personal:** en el marco de la ley bajo análisis la provincia emitió el Decreto 2508 en octubre del año 2013 el cual aprobó la propuesta de equivalencia a ser presentada ante el Consejo Interministerial de Tierras Rurales donde introdujo un coeficiente de 1,1 sobre la base de 1000 hectáreas, o sea que la limitación personal alcanza las 1100 hectáreas. El decreto no distingue las diferencias existentes entre los distintos departamentos de la provincia (bosque y estepa). Adicionalmente se introdujo una restricción de 100 ha de bosque nativo. Asimismo, en el mencionado decreto se vierten consideraciones respecto al uso del agua y se hace referencia a tierras en zona de frontera. La existencia de una limitación de estas características no solo afecta el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde, sino que también puede afectar el desarrollo de proyectos de parques eólicos privados (dado que 1000 ha equivalen a un parque eólico de entre 20 y 50 MW dependiendo del terreno, montos que están por debajo de la escala de los proyectos Renovar).

²⁰ Esta es una estimación gruesa de potencia inestable, se deberá considerar las características del terreno para hacer una estimación más precisa.

- **Zona de frontera:** TDF AIAS y Misiones son las 2 únicas 2 provincias del país cuyo territorio es en su totalidad considerado zona de seguridad de frontera, según la definición prevista en el decreto ley 15.385/44 y sus modificaciones, interpretación que recientemente fue plasmada en la cartografía oficial²¹. La ley bajo análisis prohíbe la venta a extranjeros, salvo las excepciones establecidas por el decreto ley 15.385/44 y sus modificatorias. Se destaca que la zona de seguridad de frontera también es en nuestro país una zona de “Desarrollo e integración” (ley 18.575) donde “(...) se fomentará la radicación de habitantes argentinos nativos, o argentinos naturalizados y extranjeros con probado arraigo al país y de reconocida moralidad (...)”²². Actualmente la autoridad de aplicación de la ley de seguridad de fronteras es el Ministerio de Interior, razón por la cual en la ley bajo análisis se solicita intervención consentimiento de dicha cartera (Art 13).

Si bien un proyecto que se desarrolle en zona de frontera tendrá que cumplir con los requisitos previstos por la autoridad de aplicación, el trámite que se prevé no dista en gran medida de otros que se solicitan para la realización de inversiones por parte de otros organismos.

A modo de conclusión para este punto se destaca que la legislación actual sobre tierras rurales impide el dominio (propiedad plena) de más de 1.100 hectáreas para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde a partir de fuente eólica que requieren una superficie mucho mayor para poder desarrollarse y aunque se lo modifique en gran medida, existen restricciones cuantitativas a la pertenencia por nacionalidad (30%) y luego se encuentra el tope departamental previsto por la misma ley de (15%). Por lo tanto, un proyecto de hidrógeno verde de fuente eólica de clase mundial que necesite comprar tierras rurales no podría llevarse a cabo. En el punto a continuación se detallan propuestas y recomendaciones.

c. Consideraciones y recomendaciones

En este punto se abordan diversas propuestas de soluciones a la problemática planteada en el punto anterior. En primer lugar, se aborda la solución que arrojó la modificación del decreto reglamentario de la ley en el año 2016 (Dec. 820/16), y por otro lado las posibilidades que otorga el proyecto de ley enviado por el Poder Ejecutivo Nacional actualmente trámite legislativo.

I. **La solución del decreto 820/16 modificador del Decreto Reglamentario N° 274/12**

El Decreto 820/16 modificó el decreto reglamentario original de la ley introduciendo modificaciones que parecerían solucionar la problemática de la ley de tierras ofreciendo alternativas que **no requieren certificado de habilitación en el marco de la ley de tierras rurales en el caso de derechos reales que desmembren el dominio (usufructo, superficie, uso y habitación) y que**

²¹ Decreto 253/2018.

²² Artículo 8 ley 18.575

deben ser asignados al nudo propietario, es decir al dueño, en el cómputo de tierras en manos de extranjeros términos.

Pero de una lectura de la ley surge que la misma habla de posesión y dominio en un sentido amplio, que incluiría los derechos reales que el decreto pretende exceptuar, por lo cual se observa una colisión de la norma reglamentaria con la propia ley que busca reglamentar, esta cuestión trae aparejada inseguridad jurídica para el inversor extranjero. De este análisis surge una primera propuesta que es la de:

Modificar la ley de tierras para que introduzca aclaraciones respecto a los derechos reales y limitando los efectos reales de la ley de tierras rurales al dominio y/o directamente incorporando lo establecido en el decreto reglamentario 820/16 y una excepción amplia en el caso de la ley 26.190 y la futura ley de hidrógeno de bajas emisiones.

- II. **Solución de fondo:** incorporación de artículo que exceptúe de las provisiones de la ley de tierras rurales a los proyectos que se aprueben en el marco de la ley nacional de promoción del hidrógeno bajo en carbono.

Esta propuesta que debería proponerse en el Congreso Nacional en el marco del debate de la ley de promoción del hidrógeno de bajas emisiones puede ser:

- **Excepción a los proyectos aprobados en el marco de la ley de promoción del hidrogeno de bajas emisiones.**
- **Delegar dicha facultad a la provincia beneficiaria del proyecto en el marco del dominio originario de sus recursos naturales.**

III – Decreto 2508713: una vez corregida la cuestión en las leyes nacionales la provincia deberá proceder a readecuar el decreto a la nueva realidad de la ley.

1.7. Regulación para Proyectos Binacionales entre Argentina y Chile

Existen entre Argentina y Chile diversos tratados bilaterales de cooperación en diversas áreas como comercio, inversión, turismo, medio ambiente, energía, entre otros. Destacándose entre lo más relevantes:

- El Tratado de Maipú de Integración y Cooperación entre la República de Chile y la República Argentina
- Acuerdo complementos y actualización del ACE 35²³ ²⁴.

²³ Acuerdo Complementación Económica (ACE) entre MERCOSUR Y Chile en 1996.

²⁴ https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/resultados_acuerdo_argentina-chile_-_enero_2019_2.pdf

- Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica Nro. 16 entre la República Argentina y la República de Chile sobre Integración Energética²⁵
- Acuerdo de Integración y Complementación Minera con Chile Ley 25.243
- Convenio para Evitar la Doble Imposición entre Chile y Argentina 27.274

Todos estos convenios y acuerdo son antecedentes válidos de integración para impulsar la integración energética regional en materia de desarrollo de proyectos de hidrógeno verde siendo la isla grande de Tierra del Fuego es un lugar ideal para ambos países puedan beneficiarse de las sinergias que presentan este tipo de proyectos. A continuación, se desarrolla a modo de ejemplo un caso que podría ser de aplicación.

A) Análisis de aspectos relevantes un proyecto binacional entre Chile y Argentina en la Isla Grande de Tierra del Fuego.

En este apartado se analizan diversas cuestiones críticas de un proyecto binacional a realizarse en el territorio chileno y argentino de la isla Grande de TDF

I. Supuestos base

Como punto de partida, para el análisis se parte de los siguientes supuestos:

- Los equipos entran por el futuro puerto de Rio Grande.
- La planta de electrolizadores, de producción de amoníaco y el punto de exportación se encuentran en las inmediaciones del puerto de Rio Grande.
- El parque eólico; una parte del parque eólico se encuentran de lado argentino de la Isla Grande de TDF y otra parte del lado chileno.

Esta configuración plantea los siguientes desafíos:

- Preinversión
- Etapa de inversión
- Etapa de operación

II. Etapa de preinversión

- Diseño societario:** este es una cuestión relevante a la hora de diseñar un proyecto binacional porque de acuerdo con los convenios y normativa que se establezca pueden surgir varias configuraciones. En todos los casos se deberán constituir 2 empresas una del lado chileno y otra del

²⁵ Texto del acuerdo se puede ver en:

http://www2.aladi.org/biblioteca/publicaciones/aladi/acuerdos/ace/es/ace16/ACE_016_030.pdf

lado argentino. Dichas empresas serán subsidiarias de una tercera, que será la casa matriz siendo el principal accionista en las mismas y la que dotará de recursos y garantías a las locales de cada lado de la frontera.

ii. Análisis tributario: el análisis tributario del lado Argentino se realizó tanto a nivel provincial como a nivel nacional en la sección 1.3 a 1.5, del lado chileno la actividad sería de exportación de energía eléctrica renovable y surge la interrogante sobre la aplicabilidad de la ley chilena N° 18.392 que establece un régimen preferencial aduanero y tributario para el territorio de la “XII Región de Magallanes y de la Antártica Chilena” para las empresas que se instalen en los terrenos del área geográfica indicada y que desarrollen exclusivamente actividades industriales, mineras de explotación de las riquezas del mar, de transporte y de turismo. Al igual que en el caso de la ley 19.640 deberá ser objeto de interpretación y/o adecuación para el desarrollo del Hidrógeno Verde.

iii. Decisión sobre si el proyecto trabajará operativamente como una unidad o si se realizará por separado en cada país solo estarán vinculados a través del transporte eléctrico

- **Proyectos tratados separadamente:** sobre este supuesto se trabajará en los próximos puntos de referidos a etapas de inversión y operación. En este caso las 2 empresas subsidiarias a los 2 lados de la frontera trabajan separadamente en los proyectos, con 2 estructuras administrativas en paralelo, realizando cada una las importaciones correspondientes para sus proyectos, con una línea de alta tensión en conexión con las instalaciones del lado argentino.
- **Proyecto como una unidad:** determinar una zona especial binacional para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en la isla grande de Tierra del Fuego vinculadas a grandes proyectos de hidrógeno podría ser un factor importante para lograr la radicación de inversiones en la isla, en este caso el antecedente en materia de cooperación que se logró en minería que podría de manera análoga y a priori más sencilla en proyectos de energías renovables para la producción de hidrógeno verde²⁶. Sin embargo, para lograr un tratado específico se deben llevar a cabo negociaciones entre los países, acuerdos y ratificaciones legislativas.

III. Etapa de inversión

Como se destacó en el punto anterior la etapa de inversión se basa sobre el supuesto de que no se avance con algún tratado o convenio específico en la materia a nivel binacional.

²⁶ A diferencia de la minería donde es complejo identificar de que parte de la frontera proviene el material procesado, aquí es claramente divisible e identificable la producción de cada una de las partes y el agregado de valor correspondiente.

- i. **Ingreso de equipos eólicos:** el ingreso de equipos eólicos podrá realizarse desde el futuro puerto de Rio Grande, tanto para los equipos que se instalen en Argentina como en Chile, para proyectos binacionales interconectados. En el mismo sentido, los materiales eléctricos y equipamientos para conversión y transporte de energía eléctrica deberán seguir el mismo camino cuando no puedan abastecerse directamente desde el territorio continental chileno²⁷
- ii. **Obra civil:** cada empresa deberá realizar los trabajos en paralelo de obra civil asociada a los proyectos, de esta manera se espera un impacto sobre la creación de empleo de los dos lados de la frontera. Se debe tener en cuenta que de acuerdo con la tecnología (columnas de hormigón elaborado o de acero) se podrá desplegar mayores o menores desarrollos en cada lado de la frontera. Se espera que el proyecto se realice por etapas que duren al menos una década y no de manera simultánea, sino que la etapa binacional podría ser una etapa intermedia del proyecto.

IV. Etapa de operación

Es probable que las primeras etapas de operación se solapen con las etapas de inversión. La exportación de los productos finales saldrá por puerto de Rio Grande o por la terminal de exportación de propósito específico que desarrolle el proyecto (ver eje 3). Del lado chileno, dado los supuestos del proyecto planteado el producto a exportar a Argentina será energía eléctrica.

En Argentina la regulación del sistema eléctrico se rige por la ley 24.065 y sus modificaciones donde en su artículo 34 establece que: “La exportación e importación de energía eléctrica deberán ser previamente autorizadas por la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Economía (...)”, en el mismo sentido la legislación chilena fija a través del decreto 142/2017 fija que la exportación y la importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía (...)”²⁸.

Es decir, que en ambos casos se solicita intervención del Ministerio competente para la autorización de la exportación de energía eléctrica a otro país. Adicionalmente sobre esta normativa se firmó el protocolo adicional al ACE 16 sobre integración energética (ver punto III sección anterior).

B) Propuestas y recomendaciones

A continuación, se presentan una serie de recomendaciones para impulsar los proyectos binacionales de hidrógeno con especial interés en la isla grande de TDF:

- a. **Planteo de la cuestión desde las autoridades provinciales a las nacionales:** un primer objetivo es lograr visibilizar la oportunidad que representa tanto para la isla grande de TDF como para la provincia de Santa Cruz del lado argentino, así como para la XII Región de Magallanes del lado chileno la realización de proyectos

²⁷ En ambos casos se deberá evaluar la aplicabilidad de la ley 18.392 del lado chileno.

²⁸ Es equivalente a una resolución ministerial basada en el procedimiento estipulado por un decreto reglamentario de una ley.

binacionales que permitan vislumbrar a la región como un hub de hidrógeno internacional. En lo que compete a la provincia de TDF AIAS, es importante que eleve estas cuestiones a las autoridades nacionales para su análisis, dado que existen competencias de diversa índole:

- **Cancillería:** en materia de cooperación internacional
- El **Ministerio de Economía** de donde dependen:
 - **Subsecretaría de Ingresos Públicos:** tiene competencia primaria en materia de formulación de convenios tributarios internacionales.
 - **Secretaría de Energía:** según el proyecto de ley presentado por el Poder Ejecutivo Nacional será la autoridad de aplicación de la ley de hidrógeno bajo en carbono y como se mencionó tiene competencia en autorización de comercio exterior de energía. Asimismo, permitirá dar inicio al trabajo conjunto con la los entes reguladores de ENRE y ENARGAS en cuestiones técnicas.
 - **Secretaría de Industria y Desarrollo Productivo:** es autoridad de aplicación de la ley 19.640 y tendrá competencias en el desarrollo de agregado de valor en la cadena del hidrógeno bajo en emisiones.

b. Inclusión de la temática en la agenda legislativa nacional: a principios de junio el poder ejecutivo remitió el proyecto de ley para la promoción del hidrógeno bajo en emisiones. Que entre los objetivos del artículo 1 establece:

“f) Promover la cooperación, generando desde el ESTADO NACIONAL, instancias de intercambio en materia científica y tecnológica a nivel regional; así como oportunidades para el desarrollo de cadenas de valor regionales.”

El proyecto de ley es una oportunidad para la provincia de incorporar la posibilidad del desarrollo de proyectos binacionales, por lo que se propone que a través de sus legisladores proponga la siguiente modificación al texto del proyecto de ley

f) Promover la cooperación, generando desde el ESTADO NACIONAL, instancias de intercambio en materia científica y tecnológica a nivel regional; así como oportunidades para el desarrollo de cadenas de valor regionales **y el desarrollo de proyectos binacionales**”

c. Cooperación internacional entre la provincia de TDF AIAS y la XII Región de Magallanes como destino de inversión de proyectos: a nivel regional se puede ir avanzando en acuerdos regionales específicos del desarrollo de hidrógeno de bajas emisiones. De manera de realizar una promoción conjunta de la región como destino de inversiones en proyectos de hidrógeno bajo en carbono, destinada a posibles inversores.

A modo de conclusión sobre este punto se destaca que para que un proyecto binacional llegue a destino se deberá primero desarrollar las herramientas, las cuales son competencia de los estados nacionales, y una vez logrado el interés de algún inversor lograr la mayor diligencia y compromiso para que el proyecto avance en sus distintas etapas y que la doble vinculación con territorios sea una ventaja para el proyecto y no una fuente de dilación para los mismos.

2- Participación de la comunidad, capacitación y desarrollo de RRHH

Este eje se separa en 2 grandes elementos, que están intrínsecamente relacionados y se retroalimentan entre sí. Por un lado, la estrategia de participación y comunicación con la comunidad y por el otro, el desarrollo de políticas públicas transversales sobre capacitación y formación de los recursos humanos e investigación científica y tecnológica en la temática del hidrógeno verde. Se espera que estas iniciativas posibiliten la empleabilidad de mano de obra local en los empleos que se generen en los proyectos que se realicen.

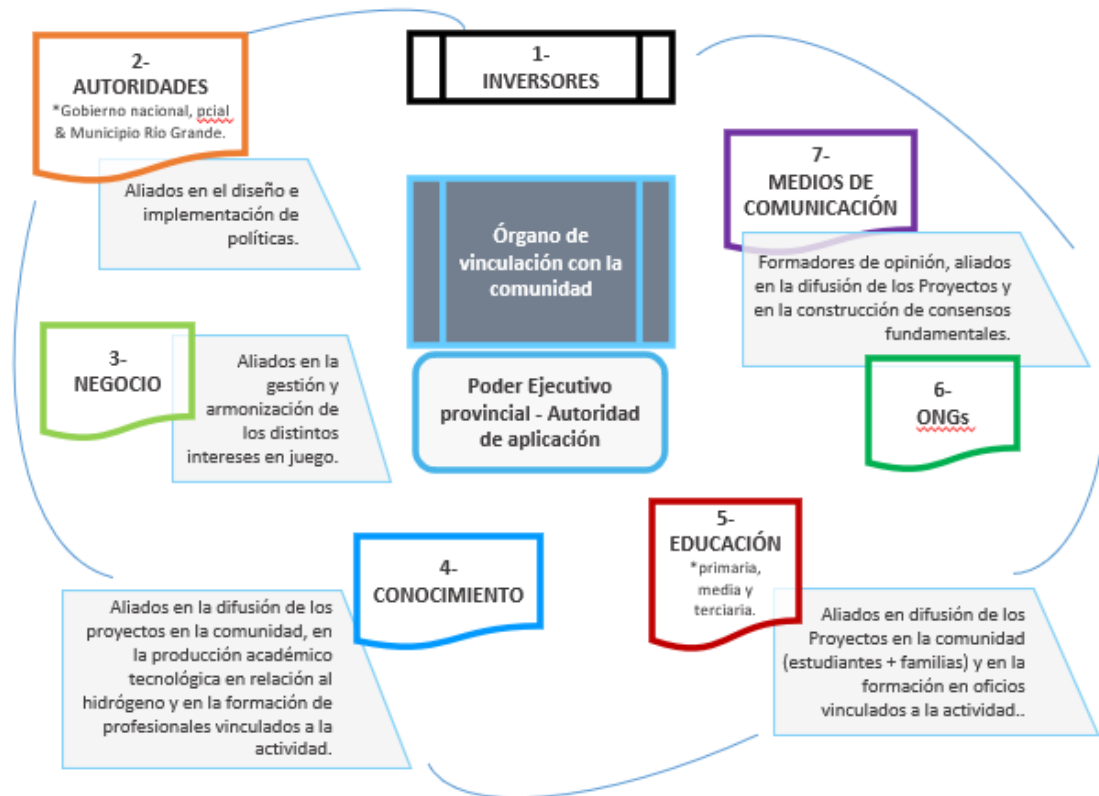
2.1. Estrategia de participación y comunicación

Propiciar la participación ciudadana y un diálogo abierto en torno al avance de los proyectos de hidrógeno verde y su impacto en la matriz energética fueguina es un eje fundamental que debe desarrollarse. Este debe permitir informar a los grupos de interés acerca de los avances, medidas y políticas públicas diseñadas para fomentar la transición hacia una economía más sostenible.

Desde el estado provincial se trabajará activamente tanto en ejes generales como específicos en relación al desarrollo del hidrógeno verde, tomando en consideración la necesidad de dar respuesta a los principales desafíos comunicacionales alrededor del tema. Asimismo, se desarrollarán acciones y herramientas de comunicación concretas que se desplegarán progresivamente.

Desde el punto de vista institucional se desarrollará un órgano específico de interacción con la comunidad en relación a la temática. Además, plantea un criterio posible de organización y gestión de los canales de comunicación, que junto con la implementación de otras herramientas de vinculación con la comunidad permitirán asegurar una difusión efectiva de información y fomentar el involucramiento de todos los actores.

En el esquema a continuación se identifican 7 tipos de actores, grupos o instituciones de interés para el desarrollo de Proyectos de hidrógeno. Cada uno tendrá un rol específico y será aliado en distintas etapas, según se sintetiza a continuación:



Fuente: Elaboración propia

Figura 4. Actores de interés identificados

1- Inversores

- Perfil: Inversiones locales y extranjeras, tanto públicas como privadas.
- Rol: Viabilizan el desarrollo técnico-económico del proyecto.

2- Autoridades

- Perfil: Gobierno nacional, agencias estatales y gobiernos locales
- Rol: Aliados en el diseño e implementación de políticas públicas en relación al hidrógeno verde.

3- Negocio

- Perfil: Organizaciones profesionales, Organizaciones empresarias, Estancias Rurales del norte de la provincia, Operadoras hidrocarburíferas.
- Rol: Aliados en la gestión y armonización de los distintos intereses en juego. En este grupo se destaca la interacción con productoras de hidrocarburos con las cuales posiblemente se comparta uso o demanda de caminos, rutas aéreas, infraestructura común, zonas de producción, proveedores locales, asistencia en Proyectos, etc.

4- Conocimiento

- a. Perfil: Universidades y Centros de investigación.
- b. Rol: Aliados en la difusión del Proyecto en la comunidad, en la producción académica tecnológica en relación al hidrógeno bajo en carbono y en la formación de profesionales vinculados a la actividad.

5- Educación

- a. Perfil: Centros de educación terciaria, Centros de formación laboral, Instituciones educativas de nivel primario y medio, Espacios de difusión de tecnologías a la comunidad.
- b. Rol: Aliados en difusión del Proyecto en la comunidad (estudiantes + familias), en la educación de los ciudadanos y la formación en oficios vinculados a la actividad.

6- ONGs

- a. Perfil: Organizaciones locales, nacionales e internacionales con foco en ecología y ambiente, comunidades originarias, producción energética, recursos naturales.
- b. Rol: Formadores de opinión, aliados en la difusión del Proyecto y en la construcción de consensos fundamentales.

7- Medios de comunicación

- a. Perfil: Medios de comunicación (prensa escrita, radio, TV, multimedios, redes sociales)
- b. Rol: Formadores de opinión, aliados en la difusión del Proyecto y en la construcción de consensos fundamentales.

En el centro del esquema se encuentra el órgano de vinculación con la comunidad cuya propuesta se detalla a continuación.

Propuesta: Constituir un “Consejo Fueguino del Hidrógeno” como órgano de vinculación con la comunidad que interactúe, comunique y propicie la participación de la ciudadanía, organizaciones no gubernamentales, municipios y organismos técnicos nacionales e internacionales y con participación activa en la formulación de políticas públicas transversales e interdisciplinarias en pos del desarrollo de una nueva economía regional del hidrógeno verde y sus productos derivados,. De esta manera, el proceso del desarrollo de esta nueva economía regional será un proceso abierto a la comunidad y un trabajo conjunto de los distintos organismos de gestión a nivel provincial, con la participación del entramado científico tecnológico y una adecuada y transparente relación con inversores.

Por lo tanto, en el cuadro a continuación se detallan las características de este órgano que se propone crear.

Tabla 7. Funciones del consejo fueguino del hidrógeno

Funciones
<p>a. Políticas públicas transversales: proponer lineamientos generales de políticas públicas transversales asociadas al desarrollo de la economía del hidrógeno bajo en carbono a la autoridad de aplicación. De manera no taxativa se enumeran:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Educación ambiental en temática de hidrógeno bajo en carbono ▪ Desarrollo de políticas de capacitación ▪ Generación de políticas asociadas a la ciencia tecnología, innovación y Desarrollo <p>b. Participación ciudadana: propiciar mecanismos de participación de la ciudadanía en la implementación de las políticas públicas a desarrollar;</p> <p>c. Acompañamiento institucional: brindar acompañamiento institucional a la difusión de proyectos en el ámbito internacional, nacional y provincial;</p> <p>d. Normativa asociada y herramientas de gestión: participar en el desarrollo de normativa técnica, identificar y proponer mejoras, a la normativa vigente de acuerdo a las necesidades detectadas. Proponer herramientas de gestión para simplificar y agilizar procesos de inversiones.</p> <p>e. Posicionamiento internacional como destino de inversiones: trabajar en el posicionamiento internacional de la provincia de Tierra del Fuego AIAS como posible destino de las inversiones, en materia de hidrógeno bajo en carbono y sus productos asociados</p> <p>f. Ambiente y desarrollo sostenible: propiciar el crecimiento de este sector de forma sustentable y ambientalmente responsable, maximizando las oportunidades para la población residente en la provincia, y desarrollando en todo su potencial posible el agregado de valor local</p>

Fuente: elaboración propia

También en el centro del esquema de actores presentado se encuentran las actividades de la autoridad de aplicación, actualmente la Secretaría de Hidrocarburos, y el Poder Ejecutivo que deberán desplegar una adecuada estrategia:

- de gestión de la seguridad, cuidado del ambiente
- en el despliegue económico, la creación de empleo, inversión en infraestructura

Todas estas cuestiones serán dos ejes fundamentales en la construcción de percepciones que convaliden el avance que se espera en relación al hidrógeno verde en la provincia.

En el punto a continuación se presentan las acciones y mensajes para informar sobre la temática, abordando las distintas inquietudes y críticas, para fomentar un debate informado y promover una transición hacia una economía más sostenible en la provincia.

2.2. Ejes, acciones y desafíos comunicacionales

Se enfatizarán dos ejes generales que explican el interés por desarrollar el hidrógeno verde en la provincia.

1. Acuerdos internacionales para mitigar los efectos del cambio climático: el hidrógeno se posiciona globalmente como una solución sostenible en el objetivo de descarbonizar la economía. En este sentido, la iniciativa se conecta con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)²⁹, que fueron establecidos por la Organización de las Naciones Unidas para procurar hacia 2030 la reducción del impacto del cambio climático y sus consecuencias ligadas con el aumento de la desigualdad económica. Ellos son:

- a. **ODS 7** - Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna;
- b. **ODS 9** - Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización sostenible y fomentar la innovación;
- c. **ODS 11** - Lograr que las ciudades sean más inclusivas, seguras, resilientes y sostenibles;
- d. **ODS 13** - Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

2. El impulso de una nueva economía sostenible, en la cual el hidrógeno verde genera beneficios económicos, sociales y ambientales, creando empleos, fortaleciendo cadenas de valor e impulsando la innovación tecnológica.

En este contexto, se enuncian los siguientes ejes específicos que servirán como guía para interactuar con la comunidad de acuerdo a sus características:

1. Transformación energética sostenible
2. Generación de empleo y desarrollo económico
3. Alianzas estratégicas
4. Educación y concientización
5. Participación ciudadana

²⁹ Recientemente la provincia sancionó la ley 1477 que garantiza la formación integral en la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible en especial para quienes se desempeñen en la función pública.

Toda comunicación en relación al hidrógeno verde en la provincia podrá llegar potencialmente a todos los públicos. Más allá del alcance de las comunicaciones abiertas, se debe tener en claro en el diseño de la comunicación vinculada al desarrollo de proyectos quién es destinatario específico de cada acción de comunicación.

Asimismo, se trabajará para dar respuestas a las inquietudes que se presenten en relación a los proyectos de hidrógeno verde, convocando autoridades en la materia y generando documentos de divulgación y la realización de actividades públicas para de brindar una visión más completa y profunda de la cuestión.

2.3. Políticas públicas transversales en capacitación, formación de RRHH e Investigación y Desarrollo en la temática hidrógeno verde

En este apartado se detallan las políticas públicas transversales que deberían emprenderse para fortalecer e incrementar el conocimiento y capacidades tecnológicas y de RRHH sobre la temática del hidrógeno verde. Para tal fin se analizan y se proponen las siguientes políticas públicas:

- Educación Ambiental
- Capacitación y formación de RRHH
- Generación de investigación científica y tecnológica y artículos de difusión

a) Educación ambiental: una oportunidad para capacitar sobre el proceso de descarbonización de la economía mundial y el desarrollo de hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados.

Hay 2 leyes nacionales que fortalecerán la capacitación y el conocimiento en temáticas ambientales para el sector público, el sector privado y la población en edad educativa estas son:

- Ley Nacional 27.592 “Ley Yolanda”
- Ley de Educación Ambiental Integral

Estas dos leyes en su faceta de aplicación provincial abren una posibilidad inigualable para educar y capacitar a la población en general sobre el proceso de descarbonización en el que se encuentra la economía mundial, el potencial eólico de la provincia y de desarrollo de proyectos de hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados.

a. Ley Yolanda³⁰

Esta ley tiene como objeto garantizar la formación integral en temas relativos al ambiente, con perspectiva de desarrollo sostenible y con especial énfasis en cambio climático para las personas que se desempeñen en la función pública.

³⁰ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/ley-yolanda>

La provincia Tierra del Fuego AIAS adhirió por ley 1.377³¹ a Ley Nacional 27.592 “Ley Yolanda” en el mes de marzo de 2021. También se han adherido a la ley los municipios de Ushuaia³², Río Grande³³ y Tolhuin³⁴ a lo largo del año 2021.

La ley impacta en la totalidad de los funcionarios públicos: dada la capacitación obligatoria, tanto en el sector público provincial como en el municipal que en conjunto suman 26.359 agentes, esto representa el 15% de la población total y el 24% de la población entre 20 y 65 años. Asimismo, mediante la adhesión por convenios está previsto que la capacitación pueda expandirse al sector privado que cuenta con 37.000 empleos registrados y 2.483 empresas por lo que el potencial es enorme para el sector privado radicado en la provincia (ver art. 7 de la ley).

Dada la vigencia de la Ley Yolanda y las posibilidades que posee la provincia en materia eólico para desarrollar proyectos productivos que contribuyen a la descarbonización de la economía a partir de la producción de hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados se propone la siguiente política pública:

Propuesta: incorporar un módulo dentro de los contenidos de capacitación de la Ley Yolanda referido al potencial que la provincia de Tierra del Fuego tiene en materia eólica y en particular las posibilidades que esto brinda para el desarrollo de proyectos de descarbonización de sectores industriales mundiales asociados a la producción de hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados.

b. Ley de educación ambiental integral

La ley nacional se sancionó en el mes de junio de 2021, y tiene por objeto establecer el derecho a la educación ambiental integral como una política pública nacional conforme a lo dispuesto en el artículo 41 de la Constitución Nacional y de acuerdo con lo establecido en el artículo 8º de la Ley General del Ambiente, 25.675; el artículo 89 de la Ley de Educación Nacional, 26.206; y otras leyes vinculadas³⁵.

Según la ley la Educación Ambiental Integral (EAI): “es un proceso educativo permanente con contenidos temáticos específicos y transversales, que

³¹ [Ley 1.377](#) de adhesión a la ley nacional de educación ambiental “Ley Yolanda” 27.592

³² <https://www.legislaturasconectadas.gob.ar/Prensa/El-Concejo-impulso-la-adhesion-a-la-Ley-Yolanda/1600>

³³ <https://www.riogrande.gob.ar/wp-content/uploads/subidas/transparencia/digesto/ord%204180.pdf>

³⁴ <https://concejodeliberantetolhuin.gob.ar/29-de-octubre-sexta-sesion-ordinaria/>

³⁵ tales como Ley Régimen de Gestión Ambiental del Agua, 25.688; Ley de Gestión de Residuos Domiciliarios, 25.916; Ley de Bosques Nativos, 26.331; Ley de Glaciares, 26.639; Ley de Manejo del Fuego, 26.815; y los tratados y acuerdos internacionales en la materia.

tiene como propósito general la formación de una conciencia ambiental, a la que articulan e impulsan procesos educativos integrales orientados a la construcción de una racionalidad, en la cual distintos conocimientos, saberes, valores y prácticas confluyan y aporten a la formación ciudadana y al ejercicio del derecho a un ambiente sano, digno y diverso (...).³⁶

La provincia de Tierra del Fuego AIAS propicia desde su constitución³⁷ y leyes el cuidado del medio ambiente y la educación ambiental. La ley N° 55 de ambiente en su capítulo III establece:

- La Autoridad de Aplicación elaborará un programa de política y gestión ambiental, ajustado a la presente Ley, cuyos objetivos y fines deberán ser compatibilizados con los de la política educativa provincial (art. 20)
- El Poder Ejecutivo Provincial, a través de los organismos gubernamentales competentes, incluirá obligatoriamente lo referente a la educación ambiental en todos los niveles de la educación obligatoria sistemática, formal y no formal, de la Provincia. (Art. 21)

Por lo tanto, ya existía en la provincia legislación existente previo a la sanción de la ley nacional³⁸. Sin embargo, la ley nacional logró un relanzamiento y priorización en la agenda pública a nivel nacional de la Educación Ambiental y la provincia de Tierra del Fuego no ha sido ajena a tal cuestión. Desde la sanción de la ley se han desarrollado diversas actividades en pos de visibilizar la importancia de la educación ambiental y desarrollar la Estrategia Jurisdiccional:

- Se conformó la mesa interministerial para la implementación de la ley de Educación Ambiental Integral, mediante la firma de una resolución conjunta entre el Ministerio de Educación, Cultura, Ciencia y Tecnología y Ministerio de Producción y Ambiente.³⁹
- La Secretaría de Ambiente⁴⁰ y legisladores fueguinos participaron en el “1er. Encuentro regional Patagonia para la implementación de la Ley de Educación Ambiental Integral (EAI) y elaboración de la Estrategia Nacional de Acción para el Empoderamiento Climático”⁴¹
- Adicionalmente, la Secretaría de Ambiente del Ministerio de Producción y Ambiente de la provincia cuenta en su estructura administrativa con la Dirección de Educación Ambiental y Participación Comunitaria.

En estos momentos la provincia se encuentra frente a la Formulación de su Estrategia Jurisdiccional de Educación Ambiental Integral (EJEAI), esto es

³⁶ Art. 2 ley 27.621 segundo párrafo

³⁷ Artículos 25 (derecho), Inc. 8 art 31 (deberes) y en su Título 2 Capítulo 2 Ecología (art 54-56), e inc 24 art 105 (facultad de legislar).

³⁸ Reglamentada por el Dec 1333/93 y sus modificaciones

³⁹ <https://www.tierradelfuego.gob.ar/se-conformo-la-mesa-interministerial-para-la-implementacion-de-la-ley-de-educacion-ambiental-integral/>

⁴⁰ <https://www.tierradelfuego.gob.ar/comenzo-el-primer-encuentro-patagonico-para-la-implementacion-de-la-ley-educacion-ambiental/>

⁴¹ <https://www.legistdf.gob.ar/index.php/2022/05/11/ambiente-parlamentarios-participan-de-jornadas-sobre-la-ley-de-educacion-ambiental-integral/>

una gran oportunidad que debe aprovecharse para impulsar la siguiente política pública:

Propuesta: incorporar dentro de la Estrategia Jurisdiccional de Educación Ambiental Integral (EJEAI) un punto referido *al potencial que la provincia de Tierra del Fuego tiene en materia eólica y en particular las posibilidades que esto brinda para el desarrollo de proyectos de descarbonización de sectores industriales asociados a la producción de hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados.*

Para evidenciar el potencial de la educación ambiental en materia de comunicación a toda la población se destaca que la misma está pensada para abarcar:

- Educación formal: esto es escuela primaria y secundaria
- Educación no formal
- Medios de comunicación
- Educación terciaria y universitaria
- Y todo lo relacionado con la comunicación en torno a TICs
- También está previsto que alcance a la educación adulta
- La ley Yolanda formará parte de la estrategia jurisdiccional

Esto implica que la educación ambiental abarcará la mayor parte de la vida de las personas, tanto cuando estudien como cuando trabajen.

c. Capacitación y formación de RRHH

Para el desarrollo de esta nueva economía regional asociada al hidrógeno bajo en carbono la provincia deberá contar con recursos humanos de distinta índole para los servicios y tareas que se requerirán de manera de lograr el mayor impacto en el empleo de mano de obra local alcanzable. Por lo tanto, a continuación, se analizan los antecedentes a nivel nacional y se desarrolla una propuesta inicial de capacitación a desarrollar.

a. Antecedentes a nivel nacional: Desarrollos académicos a partir de la ley 26.190 “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica” (año 2007) y su modificatoria ley 27.191 (año 2015).

A partir de la sanción de la ley de energías renovables se desarrollaron en muchas universidades, carreras de postgrado, grado y cursos de formación al respecto. También se destaca que la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables tiene múltiples puntos en común con las energías tradicionales por lo que gran cantidad de profesionales de la ingeniería de toda índole⁴² se volcaron a capacitarse y trabajar en la construcción, operación y mantenimiento en las distintas tecnologías asociadas a las energías renovables. En el sitio de <https://quiadecarreras.siu.edu.ar/> se pueden encontrar múltiples carreras en el ámbito universitario argentino (público y privado) vinculadas a las

⁴² Naval, Industrial, Aeronáutica, química, mecánica, eléctrica, electrónica entre otras.

energías renovables, en la mayoría de las provincias argentinas, la mayor parte de ellas se crearon en los últimos 15 años, a las cuales se suman cursos online y de instituciones no universitarias. Según un estudio realizado por la OLADE⁴³, existen 53 cursos sobre energías renovables en oferta en Argentina.

Si bien el crecimiento de la oferta ha sido exponencial, es sector de las energías renovables es amplio y heterogéneo, así como los temas a tratar, por lo que se debe prestar especial atención a:

- Detalle de los Programas en los cursos ofrecidos y al grado de especialización y profundidad de los temas a tratar en cada curso y si el enfoque será interdisciplinario o para determinados profesionales⁴⁴.
- Asegurar la formación práctica no solo teórica. Según informa un estudio realizado por la OLADE, en Argentina los cursos “abordan la temática eólica en gran parte de forma teórica, presentando carencias en el lado práctico” (OLADE, 2019)
- No enfocarse solamente en los perfiles universitarios sino en también carreras terciarias y oficios.
- Que los proyectos de hidrógeno bajo en carbono tienen 2 etapas, la de inversión y luego la operación y mantenimiento. Siendo la primera etapa más intensiva en mano de obra⁴⁵.
- Relacionado con el punto anterior los proyectos de hidrógeno bajo en carbono dada su dimensión y características de la actividad, la cual se encuentra aún en desarrollo tecnológico y de maduración de mercados, se realizan por etapas. El tamaño de los mismos implica que la etapa de construcción durará años y aunque se solapará con la etapa de operación, el primer esfuerzo de capacitación debe estar puesto en la etapa de construcción.

b. Punto de partida de la provincia y propuesta de estrategia

Aquí se analiza el punto de partida de la provincia respecto al desarrollo de capacitación y RRHH y se sugieren diversas estrategias de acción respecto en materia de desarrollos vinculados a la transición energética, hidrógeno bajo en carbono y energías renovables en general.

b.1. Punto de partida: oferta educativa asociada o vinculada a las energías renovables

⁴³ Organización Latinoamericana de Energía.

⁴⁴ A modo de ejemplo la Maestría en Energías Renovables de UTN está limitada a los ingenieros y otros profesionales que provengan del campo de las ciencias básicas y exactas con título otorgado por Universidad reconocida.

⁴⁵ A modo de ejemplo el programa renovar tenían previsto crear 3,7 GW en todo el país de energía eólica utilizando 7.000 personas y solo 745 empleos directos en la O&M.

A continuación, se detalla la oferta educativa relevada en el territorio de la provincia con competencias asociadas a las energías renovables en sus aspectos técnicos⁴⁶.

Tabla 8. Oferta Educativa con alguna relación con energías renovables ofrecida desde instituciones radicadas en la provincia de TDF AIAS.

Carrera de grado Ciencias Aplicadas (5 años)	
UNTDF	Ingeniero Industrial
	Licenciado/a en Sistemas y analista universitario en sist. (pregrado)
	Licenciado en Ciencias Ambientales
	Licenciado en Geología
UNT - FRTDF	Ingeniero Electromecánico
	Ingeniero en Sistemas de Información y Tec. Univ. En programación (pregrado 3 años)
	Ingeniero Industrial
	Ingeniero Químico (Tec. Univ. En Química 3 años)
Cursos y diplomaturas	
Curso de electronica básica - Sec. Extensión UTN - FRTDF	
Curso de Posgrado "Teledetección y Sistemas de Información Geográficos (Básico e intermedio)" - UNTF	
Curso de Posgrado "Riesgo Geológico y Geología Ambiental" - UNTF	
Formación MSA - CENTEC TDF - Centro de Entrenamiento Certificado - Cursos de: Trabajo en Altura, EPP contra caídas - Trabajo en espacios confinados - uso de equipos de respiración autónoma - Uso de detectores de gases	
Curso Energía Renovable Nivel Avanzado / "Transición Energética, Energías Renovables y Generación Distribuida"(no permanentes) - Fundación YPF	
Educación terciaria reconocida y formación laboral	
Instituto de Formación Superior Técnica Prof. José Julian Godoy "Cent 35": ofrece Tecnicatura Superiores de 3 años en: Desarrollo de Software, Mantenimiento Industrial, Industrias de Procesos Químicos, Petróleo, Automatización y robótica, Gestión Ambiental Centro Educativo de Nivel Terciario N° 11: Transporte y logística, Mantenimiento Industrial y edilicio,	
Centro Educativo y de formación Laboral "Dr. Manuel Belgrano" / Centro de Artes y Oficios Tolhuin / Centro de Capacitación Laboral y Formación Continua "7 de septiembre" (metalúrgicos) / C.E.F.L.U. - Ushuaia (se relevaron solo cursos técnicos de oficios) Cursos de formación profesional: Soldador (varios niveles), Instalador de Sistemas Eléctricos de Energía Renovables, cursos de gasista y electricista (domiciliario y en plantas), Autocad 2d y 3D	

Fuente: elaboración propia en base a UTN, UNTDF, M. Educación

Como se observa en la Tabla anterior, existe en la provincia variada oferta de carreras de ingeniería y técnicas de ciencias aplicadas que tienen vinculación directa con las energías renovables y en particular con la generación eléctrica a partir de fuentes renovables.

En lo que respecta a las carreras terciarias reconocidas por el Ministerio de Educación provincial se destacan las Tecnicaturas que realiza el "Cent35" y el curso sobre "sistemas eléctricos de energías renovables" desarrollado por el

⁴⁶ Si bien también existe empleo en cuestiones administrativas se entiende que esta actividad es común a otras actividades y no específica de las energías renovables.

centro educativo y de formación laboral “Manuel Belgrano”. Respecto al resto de los cursos se destaca el curso corto de Trabajos en Altura, el cual será necesario adaptar para las tareas de mantenimiento de molinos eólicos maduren.

Se destaca que la provincia no cuenta con estudios de posgrado vinculados a las energías renovables y energía eólica en particular, como así tampoco vinculados a otras energías renovables. Tampoco una tecnicatura específica en energías renovables.

Para visualizar cuantitativamente la formación de RRHH universitarios en el territorio provincial, se analizó información estadística publicada por la Secretaría de Políticas Universitarias⁴⁷. En la provincia de TDF AIAS la cantidad de estudiantes universitarios que estudian Ciencias Aplicadas en universidades fueron de 1.575, con un fuerte crecimiento respecto al período anterior al año 2011 donde los cursantes eran menos de 600 por año.

Se destaca también que la cantidad de estudiantes de las carreras de Ciencias Sociales 3.823 (SPU, 2017) más que duplica al primer grupo. Esta es una situación que se repite en la mayor parte de las universidades del país. Algo similar ocurre respecto a la cantidad de graduados por año, que son una proporción baja respecto al total de ingresantes. En Ciencias Aplicadas en el año 2017 hubo 18 egresados cuando en el mismo año los nuevos ingresantes fueron 565.

Como es común en muchas provincias de la Argentina parte de la población en la etapa Universitaria migra con fines educativos a otras provincias. Asimismo, debe destacarse que la educación a distancia ha ido en incremento en todos los niveles educativos y carreras, entre ellos las energías renovables y también en la naciente economía del hidrógeno bajo en carbono, por lo que es posible realizar desde cursos introductorios hasta posgrados online, tanto nacionales como internacionales de índole más teórica que práctica, lo cual debe ser tenido en cuenta a la hora de desarrollar una estrategia de capacitación y formación de RRHH.

b.2. Estrategias de acción en materia de capacitación y desarrollo de RRHH

A continuación, se desarrollan una serie de propuestas a la hora de articular herramientas de capacitación y desarrollo de recursos humanos en el marco de la transición energética con énfasis en energías renovables y los proyectos de desarrollo de hidrógeno bajo en carbono.

i. Aprovechar la oportunidad que brinda la ley Educación Ambiental⁴⁸

⁴⁷ La información fue tomada del sitio <https://estadisticasuniversitarias.me.gov.ar/> que cuenta con información hasta el año 2017 a nivel provincial. Otra fuente de información es el anuario de estadísticas universitarias con información hasta 2019, pero no se detalla información de UTN a nivel provincial (solo UNTDF).

⁴⁸ Ya se analizó en el punto 1.4.1 en su aspecto escolar y como herramienta general de capacitación. Por lo que ahora se aborda la cuestión universitaria de la educación ambiental.

La Ley Nacional prevé implementar la Estrategia Nacional para la Sustentabilidad en Universidades Argentinas (ENSUA), entre los ejes de la misma referidos a capacitación y formación de RRHH se destacan:

- **Ambientalización curricular:** promover procesos de revisión y actualización curricular incorporando la dimensión ambiental a las carreras de grado y posgrado.
- **Extensión universitaria:** gestionar la promoción, participación y acompañamiento en proyectos de extensión universitarios sobre temas vinculados a la educación ambiental y/o problemas ambientales locales.
- **Investigación universitaria:** impulsar proyectos, redes y grupos de investigación sobre temas vinculados a la educación ambiental y/o problemas ambientales locales y regionales.

La vigencia de la educación ambiental es una oportunidad para las universidades de dar impulso a las temáticas ambientales y la reforma curricular. Existen oportunidades de introducir y/o ampliar la temática específica de generación de energía a partir de fuentes renovables en especial energía eléctrica a partir de recursos eólicos y de producción de hidrógeno a partir de electrólisis y de sus productos derivados como el amoníaco verde. Asimismo, se puede tratar el potencial de la provincia en seminarios especiales o materias optativas.

Propuesta: trabajar conjuntamente con la UNTDF y UTN para que en las carreras de ciencias aplicadas se amplíen y/o incluyan en sus Planes de Estudio, cuestiones referidas a Energías Renovables, con énfasis en energía eólica y producción de hidrógeno bajo en carbono y captura de carbono, en los distintos aspectos que abordan cada una de ellas. Todo esto aprovechando la oportunidad que brinda la Ley de Educación Ambiental en Universidades.

ii. Diseños de cursos específicos

Como se destacó, en la provincia no existen cursos específicos permanentes, carreras terciarias, ni de posgrado referidas a energías renovables, así como tampoco de hidrógeno bajo en carbono. Esta cuestión representa una oportunidad para que, desde el Estado provincial, se desarrollen políticas activas para impulsar capacitaciones específicas⁴⁹ para luego coordinar con las Universidades, Institutos Terciarios y Centros de Formación Profesional las distintas propuestas.

Por lo tanto, a continuación, se detallan una serie de propuestas referentes a formación específica:

⁴⁹ La capacitación en Educación Ambiental a nivel escolar ya fue tratada en el punto 1.4.1

Tabla 9. Propuestas de capacitación a desarrollar

Propuesta de capacitación	Comentarios
Tecnicatura en energías renovables	Esta carrera terciaria cuenta con marcos de referencia aprobados por el Consejo Federal de Educación ⁵⁰ . Puede ser impartida por universidades o por institutos de formación superior. Esta carrera de enfoque amplio permitirá ir formando técnicos que en el corto plazo podrán instalar sistemas fotovoltaicos y/o eólicos de energías distribuida. En el futuro cuando maduren los proyectos eólicos de alta potencia y de hidrógeno bajo en carbono podrán llevar a cabo tareas dentro de los mismos.
Maestría en energía renovable mención eólica	Una oportunidad para desarrollar un posgrado específico en energías renovables para estudiantes de grado de ciencias básicas y aplicadas en el mediano plazo es lograr desarrollar en la UTN Facultad Regional TDF la Maestría en energías renovables de la UTN. Esta maestría ya fue implementada en su versión “Mención Eólica” en 5 Facultades Regionales de la UTN ⁵¹ . Se destaca de emprenderse este proyecto sería la primer Maestría en Energías Renovables de toda la Patagonia ⁵²
Cursos de postgrado o Diplomatura en hidrógeno bajo en carbono	Un curso de posgrado sobre “Hidrógeno Bajo en Carbono” es una herramienta válida para capacitar y dar a conocer en la comunidad profesional y técnica de la provincia y la región las características de la economía y los proyectos asociados a hidrógeno verde y sus productos derivados. En el estado actual de los proyectos es una herramienta que debería planificarse en el corto plazo con la participación de actores locales y nacionales y que servirá como herramienta de difusión de los proyectos. Se destaca que en la actualidad ya existen 3 cursos (incluyendo la diplomatura de UNRN) de esta índole. ⁵³

Fuente: elaboración propia

iii. Cursos de formación laboral

Tomando como antecedente el caso de la provincia de Rio Negro, se deberán analizar qué cursos de formación laboral podrán dictarse rápidamente, pudiendo gestionarse financiamiento con el Ministerio de Trabajo, empleo y Seguridad Social de la nación.

Respecto a los cursos de formación profesional, detallados al final de la Tabla 9, en general son cursos cortos donde se capacita en oficios concretos para incrementar y actualizar los conocimientos para mejorar la empleabilidad y tener más oportunidades de conseguir trabajo o un empleo mejor que el actual (MTEySS, 2022). Particularmente para los proyectos que maduren en la provincia existen una serie de trabajos vinculados a la construcción, uso de

⁵⁰ Anexo 4 Res 352/19 del Consejo Federal de Educación. Disponible en: http://www.inet.edu.ar/wp-content/uploads/2022/03/res_cfe_352_19_y_anexos.pdf

⁵¹ https://utn.edu.ar/es/estudiar-utn?tipo_búsqueda=carreras&id_tipos_carreras=4&posgrado=maestría&id_seleccion=131

⁵² Según se desprende del sitio de guiadecarreras.siu.edu.ar solo existe una Especialización en Energía Eólica en Neuquén.

⁵³ Se han relevado 2 cursos más: [-Curso de Procesos y Economía del Hidrógeno Extensión UTN y DIPLOMATURA EN GESTIÓN DE HIDRÓGENO – ONLINE Universidad Austral](#)

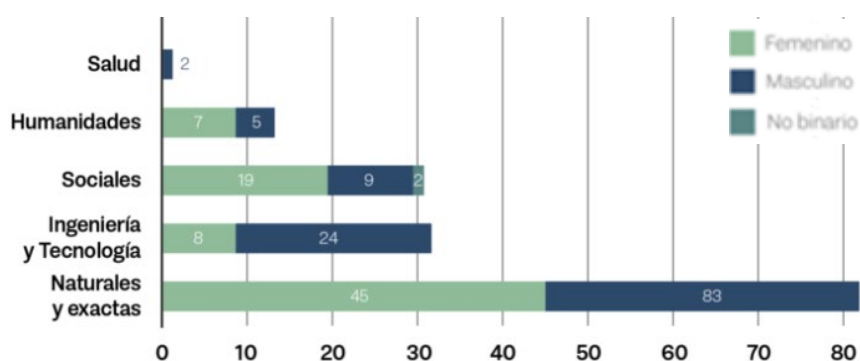
maquinaria vial, mantenimiento de caminos, servicios vinculados a seguridad e higiene y alimentación del personal, mantenimiento edilicio, reparaciones menores, construcciones, logística y transportes que son tomados como dados a la hora de desarrollar grandes proyectos como del tipo que se proponen asociados al hidrógeno bajo en carbono y sus parques eólicos. Sin embargo, son estos trabajos (el empleo generado de manera indirecta por los proyectos) los que mayor impacto tienen en los sectores socioeconómicos que presentan mayor vulnerabilidad por lo que es importante desarrollar herramientas de capacitación para este sector. Asimismo, hay etapas puntuales de los proyectos como la construcción, que como se comentó durará años, que demandará personal para obra civil (bases de molinos y caminos) de parques eólicos y traslado de equipos. También se demandará mano de obra las obras civiles de construcción del puerto e instalaciones de almacenamiento.

A modo de conclusión para este punto se recuerda que el desarrollo de capacitaciones lleva tiempo, debido a los procesos administrativos involucrados y que este tipo de políticas exigen un desarrollo de un plan detallado de actividades y la correcta dotación de recursos económicos para llevarlos a cabo e implica trabajo conjunto entre los distintos ministerios del poder ejecutivo provincial, universidades, personal académico, sin dejar de lado la participación ciudadana y la coordinación con los municipios.

c.) Generación de investigación científica y tecnológica y artículos de difusión

De manera resumida se presentan a continuación las principales cifras del sistema científico tecnológico de la provincia relevados por la Secretaría de Ciencia y Tecnología de la provincia⁵⁴:

- Total de personal abocado a tareas relacionadas con ciencia, tecnología e innovación: **159 personas**.
- Distribución geográfica: **Río grande: 15%; Ushuaia: 79%; Tolhuin: 6%**.
- Centro de investigación: **14 de los cuales 7 tienen alguna relación con temáticas vinculadas a la energía**.



Fuente: Secretaría de Ciencia y Tecnología TDF

Figura 5. Personal abocado a tareas de investigación y según su temática

⁵⁴ Un mayor detalle de las características del sistema de ciencia y tecnología puede verse en: <https://cyt.tierradelfuego.gob.ar/relevamiento-rrhh/>

A continuación, se desarrollan una serie de propuestas en relación al financiamiento de investigación científica y tecnológica y artículos de divulgación científica en el marco del desarrollo del hidrogeno verde y sus productos derivados y aplicaciones.

Tabla 10. Propuestas como punto de partida para una política de ciencia y tecnología en relación al hidrógeno verde

a. Convocatoria a Becas de investigación	Destinadas a investigadores que trabajen y vivan en la provincia para que el personal científico de los institutos radicados en la provincia comience a desarrollar producción científica en la temática.
b. Cooperación internacional	Existen múltiples iniciativas de índole internacional que buscan desarrollar diversos aspectos tecnológicos relacionados con el hidrógeno verde, sus productos derivados y aplicaciones. Con el apoyo del gobierno provincial a través de la Secretaría de Ciencia y Técnica se podrían buscar iniciativas donde el personal científico presente en la provincia se pueda participar. El apoyo de la provincia es clave mediante apoyo económico y compromiso con las investigaciones que se desarrollen.
c. Financiamiento	<p>El financiamiento es un factor determinante para el desarrollo de proyectos de investigación en temáticas de transición energética las cuales son intensivas en equipamiento.</p> <p>Se propone crear en la futura ley de hidrógeno verde provincial (ver punto 1.6.) un fondo destinado al financiamiento de actividades de ciencia y tecnología aplicaciones al hidrógeno verde en el mismo se puede exigir la participación de los institutos y/o del personal ligado a actividades de ciencia y tecnología de la provincia.</p>
d. Divulgación	La Secretaría de Ciencia y Técnica de la provincia tiene amplia experiencia en programas de divulgación científica, es importante que se incorporen las temáticas de hidrógeno verde a las ofertas de cursos y actividades (se proponen algunas acciones en la sección 2 del presente trabajo).

Fuente: elaboración propia

DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURA LOGÍSTICA

El objetivo del presente eje es el desarrollo de un análisis conceptual en materia de infraestructura logística a desarrollar y/o adaptación de la existente, como consecuencia de la instalación de proyectos de producción de hidrógeno bajo en carbono, en la provincia. Teniendo en cuenta cuestiones clave para el Estado Provincial como son la infraestructura vial y portuaria sin cuyo desarrollo en el norte de la provincia se encarece y dificulta el desarrollo de proyectos de hidrógeno. El objetivo último es disponer de una guía que permita definir los sucesivos pasos para impulsar la concreción de aquellas obras necesarias para fortalecer el posicionamiento de la provincia de cara a los proyectos de inversión.

El énfasis principal está puesto en el desarrollo de un puerto en el norte de la provincia que por un lado facilite la descarga de equipos para la etapa de inversión y por el otro sea una alternativa para la exportación de los productos que se generen.

Para determinar el puerto y sus alternativas es necesario dimensionar la producción de hidrógeno bajo en carbono que, una vez producido, se debe almacenar y transportar.

En principio, el hidrógeno puede ser transportado en estado gaseoso (a presión) o líquido (criogénico), pudiendo distribuirse a través de tuberías o mediante camiones, barcos o trenes. Para su transporte en buques oceánicos, dado que la tecnología para el transporte de hidrógeno licuado aún se encuentra en una fase de perfeccionamiento y desarrollo, adoptaremos para la conceptualización del proyecto, el transporte de la producción en forma de amoniaco líquido (L NH₃), como una opción alternativa y tecnológicamente más madura. Este transporte se realiza en buques tipo LNG.

En este análisis conceptual, se estimará la cantidad de insumos requeridos y la infraestructura necesaria para producir H₂ en estado gaseoso y posteriormente completar el proceso en un reactor con el fin de obtener amoniaco NH₃ en estado gaseoso, y luego proceder a su licuefacción L NH₃ (L significa Líquido) para almacenamiento y embarque.

Hoy en día, alrededor de 20 Mtpa. (Million Tonnes Per Annum) de amoniaco se comercializan internacionalmente y utilizan buques gaseros muy grandes tipo VLGC (Very Large Gas Carriers).

El volumen mayor de estos buques es de ~90.000 m³, lo cual define una dimensión aproximada de buques a ser utilizados para su exportación, siendo su eslora de 293 m, su manga de 47,50 m y su calado máximo a plena carga de 14,7 m.

Adoptaremos para este análisis un modelo de buque VLGC cuyo tamaño máximo será de **VLGC = 300 m x 50 m x 15 m (Vol. de Tanques 90.000 m³)**

Deberá haber en el proyecto una correlación entre la identificación de los sitios adecuados para la obtención del agua, su transporte y almacenamiento, la ubicación de la planta de producción de H₂, su almacenamiento, el proceso productivo que genere el NH₃ con la infraestructura correspondiente, la licuefacción del NH₃ y su almacenamiento en estado líquido L NH₃ a la espera de su embarque en una solución de muelle off-shore u on-shore que permita una carga segura y rápida, y todo este proceso deberá tener correlación además con la energía verde requerida por el electrolizador, el reactor, y los sistemas de compresión, enfriamiento y bombeo, etc.

Para realizar el análisis se detallan en los puntos a continuación las componentes principales de infraestructura logística a desarrollar:

- *La terminal de exportación*
- *El acceso a puertos y red de caminos para el transporte de equipos eólicos*
- *Caracterización de la infraestructura para producir y exportar*
- *Análisis de la ubicación del puerto*

Dada la existencia de un proyecto en etapa de evaluación de impacto ambiental con un nivel avanzado de estudios se analiza el mismo sobre la información contenida en los mencionados estudios y en relación a las necesidades de los proyectos de hidrógeno.

3.1. La terminal de exportación

Previo a definir el sitio, deberemos definir el formato de cargas y el tipo de instalación de portuaria adecuada.

Hay varias formas de cargar buques tipo VLGC. las definiremos como Off shore o tipo JettyLess (En el mar) y On shore (en Puerto)

3.1.1. Carga de buque en fondeo tipo jettyless o sin muelle

Una alternativa es transferir el producto en estado criogénico en alta mar. Esto requiere esencialmente una estación de carga que conecte al buque y una tubería submarina que admita ese tipo de cargamento.

Los tipos de estación off shore pueden ser:

- ***Tipo spm fixed (Single Point Mooring)***

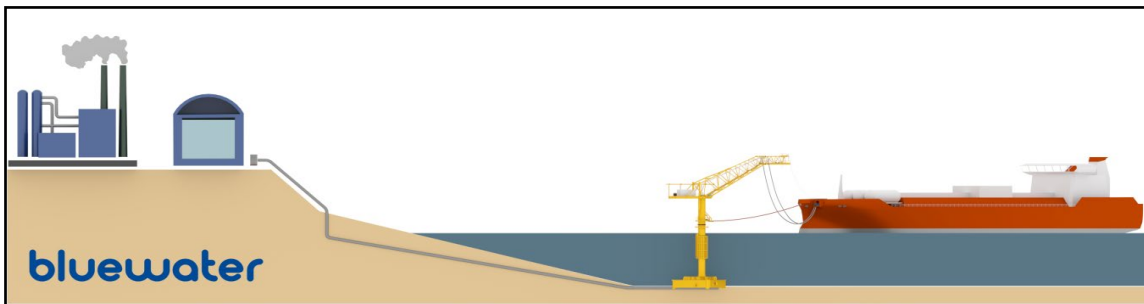
Consta de una torre apoyada en el suelo marino. El buque que amarra a la misma puede borrar alrededor de esta ya que la torre girará con el buque.

Este tipo de soluciones sin muelle y con un sistema de carga criogénica de tierra a barco, se conecta la proa del transportador de GNL a una torre de carga y mangueras criogénicas. Este tipo de soluciones reemplazan el embarcadero/ rompeolas y es una solución completa en alta mar.



Fuente: gdt offshore.com

Figura 6. Sistema de carga y descarga tipo spm fixed



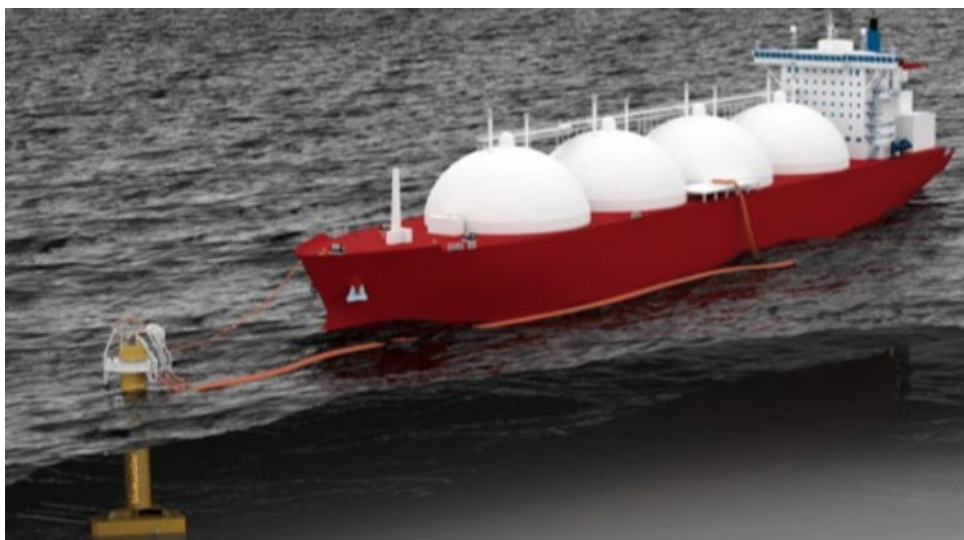
Fuente: bluewater.com

Figura 7. Sistema de carga y descarga tipo spm fixed para NH₃

Se implementa como un sistema de amarre de un solo punto en profundidades de agua de 10 a 30 metros. La torre fija inferior está equipada con una o más mangueras compuestas criogénicas y aéreas. Las tuberías submarinas en tubo de vacío altamente aisladas⁵⁵, hacen circular el LN_H₃ desde la instalación de almacenamiento hasta la base de la torre.

Para este formato de terminales se debe contar con buques especialmente contruidos para el tipo de facilidad de cargamento o buques modificados que permitan este modo de carga por proa. La mayoría de los buques VLGC existentes, tienen su manifold de carga por el costado a mitad de su eslora aproximadamente como se observa en la figura a continuación.

⁵⁵ marca Bluewater, llamadas VI-PIP.

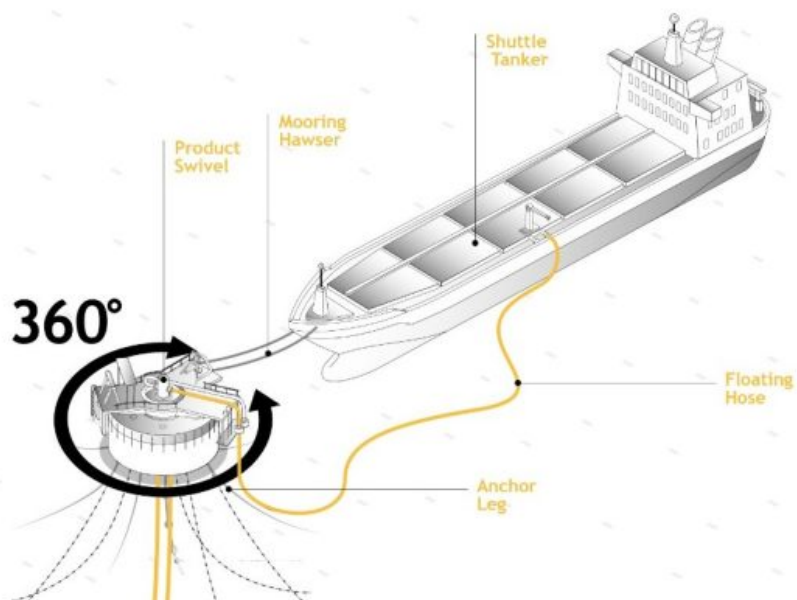


Fuente: bluewater.com

Figura 8. Carga y descarga tradicional buque VLGC

- **Tipo spm bouy (boya de punto fijo)**

El 19 septiembre de 2022 Imodco anunció la Aprobación en Principio (AiP)⁵⁶ de una Terminal CALM (*Catenary Anchor Leg Mooring (CALM buoy)*)⁵⁷ de amoníaco. La misma es una adaptación de la tecnología CALM líder en el mercado existente para cumplir con los nuevos requisitos de amoníaco (ammoniaenergy.org, 2022).



Fuente: sbmoffshore.com

Figura 9. Esquema de boya de punto fijo Imodco Ammonia (CALM)

⁵⁶ Una aprobación en principio (AiP) es una evaluación independiente de un concepto dentro de un marco acordado, confirmando que el diseño es alcanzable y no existen obstáculos significativos para que el concepto se realice. El evaluador fue: <https://www.dnv.com/#>

⁵⁷ <https://www.tankstoragemag.com/2022/09/23/imodco-ammonia-calm-terminal-awarded-an-aip-by-dnv/>

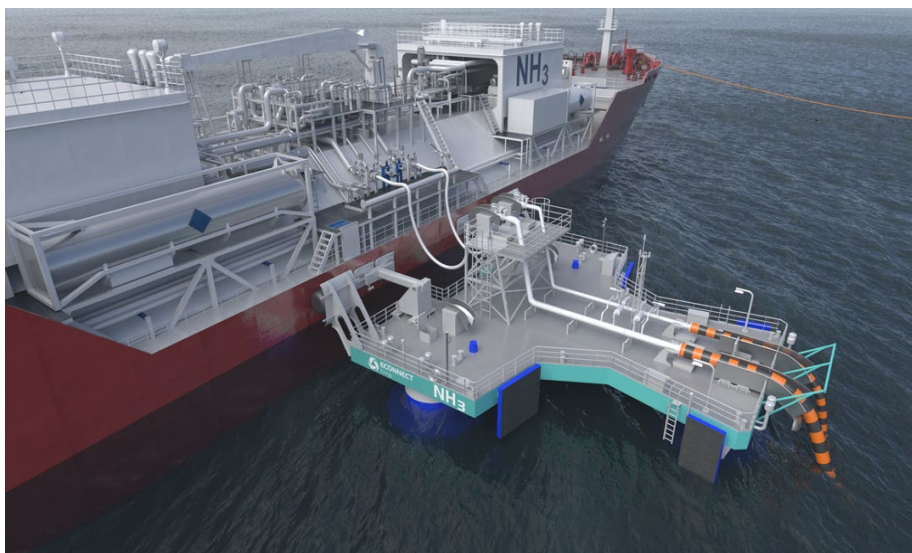
- **Sistema de muelle flotante**

La empresa IQuay de ECONNECT Energy⁵⁸ ofrece soluciones flexibles de abastecimiento de amoníaco y transferencia a granel.

Es un sistema de transferencia sin embarcadero, con una tecnología flotante que permite la transferencia segura y eficiente de fluidos como GNL, amoníaco, biocombustibles entre un transportista y una terminal en alta mar o en tierra sin embarcadero.

El pontón o Muelle flotante se prefabrica en un astillero, lo que elimina los impactos ambientales de la construcción intensiva de tiempo y recursos de un embarcadero o un muelle.

Esta innovación sin embarcadero está cambiando el panorama de la importación y exportación de energía, haciendo posibles los proyectos sin el costo y la inflexibilidad de la infraestructura tradicional de un puerto fijo. Su flexibilidad y movilidad permiten la localización en áreas que antes se consideraban inviables debido a la geografía desafiante.



Fuente: econnectenergy.com

Figura 10. Sistema de muelle flotante IQuay

El sistema de transferencia sin embarcadero no solo contribuye a un importante ahorro de costos en comparación con la infraestructura fija tradicional de embarcaderos y muelles, sino que también ofrece enormes beneficios ambientales porque flota, dejando completamente intacto el entorno marino donde opera.

Tuberías submarinas: Tanto de barco a barco como de Torre o Boya a barco, se utilizan mangueras aéreas de material compuesto y flexible. En este tipo de infraestructura SPM o JettyLess se requiere o bien el tendido de una

⁵⁸ <https://www.econnectenergy.com/solutions/ammonia>

tubería submarina que permita el bombeo de producto criogénico o puede usarse también mangueras flotantes adecuadas en su reemplazo.

Como veremos más adelante en detalle las características de las bodegas de los buques que cargarán este producto son:

- Carga Totalmente refrigerada (presión ambiente (0,7 bar /- 33°C);
- Carga Semirefrigerada (4-8 bar /-10°C);
- Carga Bajo presión (17 bar /45°C).

Las tuberías submarinas bien pueden ser de un tubo altamente aislado (por ejemplo, el sistema de Bluewater VI-PIP antes mencionado).

Este tipo de soluciones sin muelle y con un sistema de carga criogénica de tierra a barco, se conecta a la proa del transportador de GNL a una torre de carga criogénica o el manifold lateral al muelle flotante. Este tipo de soluciones reemplazan el embarcadero / rompeolas y es una solución completa en alta mar.

Estos sistemas permiten implementar varias configuraciones, que van desde LNGC (LNG Carrier) amarrados (semi) permanentemente que se convierten en unidades de almacenamiento flotante (FSU – Floting Storage Unit) hasta LNGC amarrados temporalmente en condiciones climáticas benignas o adversas.

3.1.2. Requisitos para un muelle con dársena on shore

Desde el punto de vista netamente portuario y naval, existen ciertos requisitos para un puerto en el que puedan atracar los buques cisterna tanto de hidrógeno como de amoníaco líquido. Se asume en este proyecto conceptual, que el puerto estará diseñado para permitir el atraque del tipo VLGC de las siguientes características.

Tabla 12. Cifras clave de un puerto de exportación de LH2

CHANNEL & BERTH SPECIFICATION	REQUIREMENT (MINIMUM)
Channel depth	14.2m
Depth alongside	15.7m
DWT	80,000 tonnes
Berth pocket size	350m x 90m
LOA	300m

Fuente: Arup Australia Pty. Lda, 2019)

La Tabla siguiente fue extraída del “Estudio sobre la producción de hidrógeno verde en la provincia de Río Negro” (Fraunhofer IEE, 2019) correspondiente del proyecto HySTRA e indica lo siguiente.

Tabla 13. Requisitos portuarios para el atraque de buques cisterna de hidrógeno líquido LH2

Fuente	Profundidad del canal/ Profundidad	Profundidad a lo largo/ profundidad	DWT/Capacidad del tanque	Tamaño del bolsillo de atraque/Dimensiones del barco	LOA
Estudio sobre los hubs de hidrógeno australianos	14.2 m	15.7 m	80,000 toneladas	350 m x 90 m	300 m

Fuente: Arup Australia Pty. Lda

En el caso de un puerto terrestre de carga, haciendo un análisis general sobre las instalaciones portuarias y la infraestructura que habrá que desarrollar, se asume que la construcción de un puerto terrestre deberá tener diferentes usos además de su infraestructura de exportación de LNH₃, ya que esta dársena portuaria deberá dar un servicio público a todas las embarcaciones por negocios relacionados que se desarrollan en la zona.

Además, se deberá considerar suficiente longitud de muelles como para recibir los buques que traerán los Aerogeneradores (AG).

Considerando que algunos de ellos se ensamblan en el país, estos buques pueden ser considerados de entre 15000 y 30000 DWT. Es decir que sus dimensiones estarían entre los 150 y 180 m de eslora y unos 30 m de manga.

Se debe tener en cuenta que toda obra que se realice, no solo deberá servir para la etapa de recepción de equipos (tanto para los parques como para la planta de electrólisis y almacenamiento) sino que el día después deberá ser útil al proceso productivo de la Provincia. Deberá ser entonces un puerto Multipropósito abarcando el concepto de Puerto Comercial Integral moderno tipo Multimodal, que se dedique al manejo y transporte de mercaderías contenerizadas y a la carga de H₂ y/o NH₃, pero también a la operación de bienes relacionados con las industrias que se encuentran en la zona, ya sea Buque Pesquero, Buque Supply de apoyo a las plataformas Off shore, Buques Tanques Producteros⁵⁹ que traerán combustible a la provincia, Buques tipo Ferry o Carry Truck que lleguen desde el continente, llegado el caso Buques de turismo, Buque Militar para permitir el atraque y reabastecimiento de los Guardacostas, además de las Lanchas de prácticos y Remolcadores auxiliares.

⁵⁹ Products Tankers en inglés

Si la opción elegida para exportación es un puerto onshore se deberá tener en muy especial consideración el manejo del amoníaco, tal como lo conocemos a temperatura ambiente, es un gas incoloro de olor muy penetrante y nauseabundo, que además presenta riesgos debido a posibles fugas e incluso por el encallamiento o a la colisión accidental del buque, que podrían provocar roturas en el casco, (Si bien estos buques disponen casi siempre de doble casco). Es por este motivo que se debe conceptualizar un puerto con una buena separación entre el área de operación del NH₃ y el resto de las actividades. En el caso de que se incorpore la descarga de combustible, seguramente habrá que construir un segundo dolphin principal para evitar compartir muelle de productos.

Tabla 14. Características del amoníaco

Amoníaco (NH₃)		
<i>Property</i>		<i>Unit</i>
Chemical Formula	NH ₃	[-]
H ₂ %wt	17.6	[%wt]
Boiling Temperature (1 bar)	-33.4	[°C]
Liquid Density (1 bar)	682	[kg/m ³]
Hydrogen density (1 bar)	120	[kg H ₂ /m ³]
Energy density	14400	[MJ/m ³]
Safety	Very toxic	[-]
Main advantage	Existing commodity	[-]
Main disadvantage(s)	Safety issues and ammonia cracking technology	[-]

Fuente: researchgate.net

Como medida de seguridad durante la operación de tanqueo se estima que se requiere una separación de al menos 300 m de radio durante el trasvase de amoníaco.

3.2. Accesos al puerto y red de caminos

Considerando que el Puerto será un punto estratégico, ya que constituye el nodo de exportación/importación de cargas de todo tipo e incluso de paso del tránsito de pasajeros y personal embarcado, se deberá tener presente que es una puerta de entrada a la provincia por vía Marítima y debe causar la primera y mejor impresión, por lo que se deberá guardar especial cuidado con su arquitectura e infraestructura.

Por otro lado, el puerto deberá ser de utilidad para todo emprendimiento futuro por lo que pensando en la posibilidad del máximo aprovechamiento futuro de los recursos naturales disponibles en abundancia, léase “Agua y Viento”, se deberá diseñar una infraestructura portuaria con espacio suficiente adyacente al puerto para permitir un crecimiento acorde a los desarrollos futuros.

Como primer esquema de aprovechamiento de Hidrógeno se deberá pensar no solo en la exportación del Hidrógeno o del Amoníaco, sino en disponer de espacios y vías de tránsito para la expansión de los sistemas de producción derivados del agua y del viento, y en consecuencia de proyectos de hidrógeno y sus derivados.

Se debe tener en cuenta que los futuros emprendimientos requerirán mayor cantidad de equipamientos y de parques eólicos y por eso todos los accesos al puerto deberán ser adecuados para el rodaje de los vehículos

especiales que trasladarán esa infraestructura desde su desembarque hasta los sitios de instalación.

Esta nueva industria del Hidrógeno Verde, se basa en el aprovechamiento del agua y el viento, y el acceso de toda la infraestructura será a través del puerto, con lo cual se deberá establecer los requisitos mínimos para las operaciones de transportes especiales y medios de elevación, considerando que las instalaciones de turbinas eólicas requiere cierta orientación de la infraestructura acorde al tamaño y pesos de las cargas, para minimizar los riesgos asociados tanto en la seguridad del personal interviniente como de las cargas y equipos de transporte.

Las rutas de acceso al puerto y su traza hasta las áreas de instalación de los posibles parques eólicos, deberán ser lo más rectas posibles, cuidando de que sus curvas sean suaves y comiencen con suficiente antelación para permitir radios de curvatura amplios.

Es importante destacar que existen todo tipo de sistemas de transporte que permiten sortear obstáculos, curvas cerradas, etc., pero estos equipos son costosos tanto en alquiler como en traslados. Es por ello que cuando una infraestructura de caminos pensada en un desarrollo del Hidrógeno Verde, no considera los traslados de equipos fuera de dimensiones, como por ejemplo los aerogeneradores, los costos de instalación se encarecen y el negocio se hace cada vez más difícil.

Se deberá prestar especial atención, no solo a los radios de curvatura de los caminos, sino también a su ancho y capacidad portante. Los equipos eólicos son transportes que están excedidos de largo, de ancho y de alto.

Tabla 15. Consideraciones a tener en cuenta en el transporte de Aerogeneradores

	Tramos de torres	Palas	Góndolas	Hubs	Fundaciones
Longitud	X	X			
Ancho	X		X	X	X
Altura	X	X	X		
Peso	X		X		

Fuente: elaboración propia

Torres - Pueden tener hasta 6,0 m de diámetro. Además, las diversas secciones de la torre varían en longitud y peso según cada sección dependiendo de los diferentes fabricantes de turbinas. Las secciones de la torre también tienen una gran influencia en el "Peso bruto del vehículo" (Gross Vehicle Weight - GVW) y el peso de la carga por eje individual de la combinación cargada.

En determinadas circunstancias, debido a una combinación del tamaño o peso de la sección de la torre y la naturaleza del remolque que se requiere para transportar el tamaño de la sección, las torres podrían competir en largo con el transporte de palas, siendo las torres más difíciles de maniobrar.

La fabricación de torres de concreto en duelas puede ser una solución de fácil transporte y alivio a las instalaciones portuarias.



Fuente: imágenes tomadas de la web

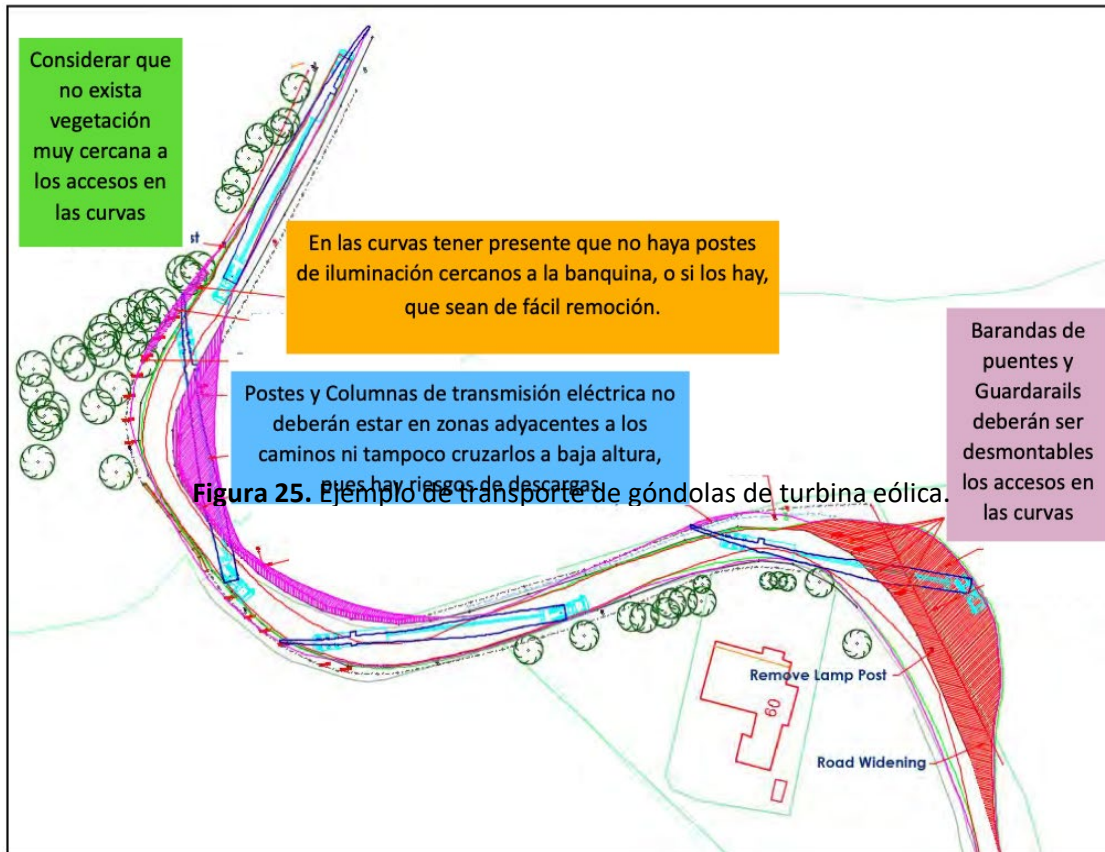
Figura 11. Ejemplos de torres de turbinas eólicas de concreto

Palas: Una combinación de ancho, alto, largo y relativo peso, conlleva diferentes consideraciones para el transporte de palas al evaluar el acceso a la ruta. Existen gran variedad de vehículos que periten sortear diferentes obstáculos, pero cuanto más sofisticado es el vehículo, más costoso es el traslado.



Fuente: ideal.es

Figura 12. Ejemplos de transporte de palas



Fuente: ESTA BPG for Transportation and installation of WTG Systems (2020)

Figura 13. Esquema de buenas prácticas para el tránsito de palas eólicas

Góndolas: las góndolas son generalmente más pequeñas en dimensión que las secciones de torre o palas del rotor, aunque algunos tipos de góndolas pueden tener hasta 5,0 m de ancho. Sin embargo, las góndolas representan algunas de las cargas más pesadas que deben transportarse.

Tienen un gran impacto en el GVW⁶⁰ y la carga máxima por eje de cualquiera de los componentes de la turbina eólica.



Fuente: ESTA BPG for Transportation and installation of WTG Systems (2020)

Figura 14. Esquema de buenas prácticas para el tránsito de palas eólicas

⁶⁰ Gross Vehicle Weight Clasificación de peso bruto del vehículo. Esta clasificación se refiere al peso máximo cargado bajo el cual un camión puede operar de manera segura según lo prescrito por el fabricante.

Cimientos: normalmente se entregan antes de que los otros componentes lleguen al sitio. Sin embargo, debido al gran diámetro de estas secciones, deben considerarse como componentes de gran tamaño, similares en diámetro (pero no en longitud) a las de las torres.



Fuente: Artepref

Figura 15. Ejemplo cimiento turbina eólica

Pendientes y gradientes de desniveles de rutas: se deberá prestar especial atención a los gradientes de las carreteras y caminos, tanto de acceso al puerto como a los sitios con potencial eólico. Dichos gradientes deberán ser suaves para permitir que los vehículos especiales accedan sin necesidad de remolques.

Del Manual de Mejores prácticas para la instalación y transporte de turbinas eólicas onshore⁶¹ se observa que los radios de curvatura necesarios se incrementan a medida que se incrementan las gradientes. Recomendándose que los radios de curvatura de las curvas de los caminos deberían tener longitudes de al menos 170 m y los gradientes de subida y bajada no más de 10%. También debe haber suficiente área de lateral disponible para acomodar el de voladizo de un análisis de barrido de ruta.

Los radios de curvatura completos deben estar en una superficie plana horizontal. Es muy importante no tener peralte⁶² de ruta, pues los equipos van a bajas velocidades (en las curvas debe operarse a velocidad de caminata), llevan pesos altos y pueden volcar.

Las banquetas deben ser holgadas para permitir en todo momento que el vehículo de marcha atrás al menos en 5 m.

Los accesos portuarios y carreteras se deberán mantener sin lomos de burro y parejos, dado que algunos equipos son muy bajos



Fuente: faymonville.com

Figura 16. Ejemplo transporte de góndola

⁶¹ <https://estaeurope.eu/library/best-practice-guide-for-transportation-and-installation-of-wtg-systems/> pág. 40-41

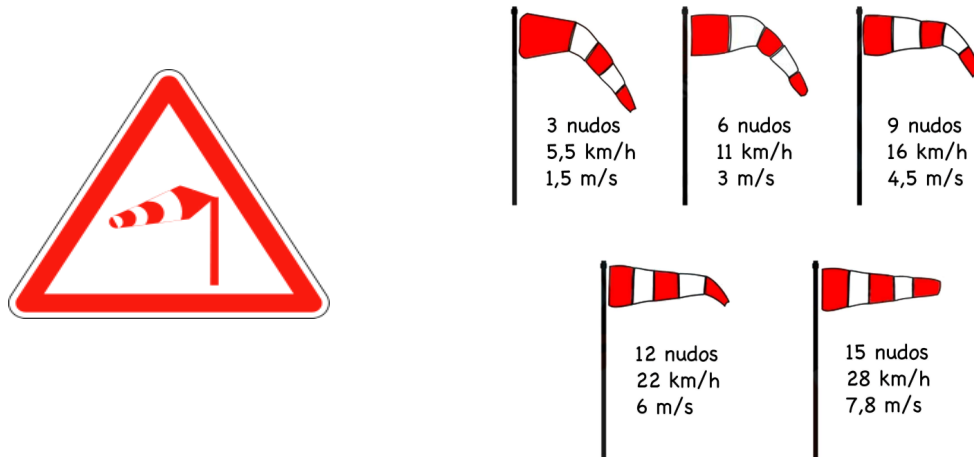
⁶² Se denomina peralte a la pendiente transversal que se da en las curvas de caminos y vías férreas, con el fin de compensar la componente de la fuerza centrífuga del vehículo. Es una inclinación del piso en dirección perpendicular a la dirección de circulación del camino, resultando en una mayor elevación en el exterior de una curva que en su interior, y es creada para reducir los efectos de la fuerza centrífuga a altas velocidades.

Zonas de viento: Se deberán indicar con advertencias las zonas de vientos intensos que crucen los caminos, incluyendo "mangas de viento"⁶³ que permitan a los conductores evaluar el riesgo de cruce.

Cono vertical => viento bajo o poco viento

Cono 45 ° => viento considerable

Cono horizontal => viento fuerte



Fuente: clusmin.org

Figura 17. Mangas de viento

3.3. Infraestructura de almacenamiento requerida para producir y exportar

En este punto se analizan dos cuestiones críticas del proceso productivo en relación con la infraestructura logística a desarrollar:

- El almacenamiento de la producción
- La carga y almacenamiento en buques

El hidrógeno tiene una **alta densidad energética gravimétrica**, superior a la de todos los demás gases, **pero baja densidad energética volumétrica**. Por ello, el **almacenamiento de hidrógeno en condiciones atmosféricas no es muy eficaz**.

Para reducir los costos de almacenamiento y transporte del hidrógeno, hay que aumentar la **densidad energética volumétrica** y, por tanto, reducir el volumen como se analiza en el punto a continuación.

⁶³ La manga de viento, cono de viento o anemoscopio, en aviación se le denomina formalmente dispositivo indicador de la dirección del viento o WDI, en lenguaje técnico (calcetín "windsock" en inglés, literalmente "calcetín de viento"), es un dispositivo diseñado para indicar la dirección y en algunos casos la fuerza del viento respecto a la horizontal del suelo (el peligroso viento lateral en autopista o carretera a partir de cierta velocidad, da también una idea aproximada de la velocidad del viento según el nivel de hinchado y la inclinación del cono):

3.3.1. Almacenamiento de la producción de hidrógeno

Hay varias formas de almacenar el hidrógeno. **Los procesos comercialmente disponibles son la compresión en estado gaseoso y la licuefacción.** Se están desarrollando otros procesos como la unión del hidrógeno en hidruros metálicos o la unión química en portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHC) o el uso de otros productos químicos portadores de hidrógeno, como el amoníaco (NH_3). Esta última es la más madura al momento y la que se ha propuesto desarrollar para TDF AIAS.

La opción sería almacenar el hidrógeno en estado líquido, que para llegar al estado criogénico es necesario mantenerlo en una temperatura de -253 °C. Por tanto, para licuar el hidrógeno se requiere una gran cantidad de energía adicional para bajar la temperatura hasta 20,3 °K sobre el cero absoluto, además se necesitan también unos depósitos fuertemente aislados para conservar tan baja temperatura.

Este es un método para almacenar cantidades relativamente grandes de hidrógeno, pero el hidrógeno no puede mantenerse almacenado durante largos periodos de tiempo, debido a lo costoso que es mantenerlo en estado líquido y a las pérdidas que puedan producirse.

El método más empleado recomendado para el almacenamiento de hidrógeno es comprimido en estado gaseoso⁶⁴ a temperatura ambiente.

Entonces, para este proyecto conceptual de exportación, el producto a producir será hidrógeno H_2 en estado gaseoso y, como se ha ya expresado anteriormente y se indica en el (EIVH2), será químicamente ligado en primera instancia como amoníaco para su embarque en puerto, dejando librada para el futuro la alternativa de ligarlo como metanol o LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carriers) o producir Keroseno sintético combustible renovable para aviones.

Se deberá considerar también un uso doméstico secundario del Hidrógeno en estado gaseoso, por ejemplo, para combustibles de vehículos o para potenciar turbinas que generen electricidad.

- ✓ Hidrógeno en fase líquida → -253 °C.
- ✓ Amoníaco en fase líquida → -33 °C ó 9 bares y t_{amb} .

Si el hidrógeno se genera en una instalación de producción central, se almacenará en un tanque de depósito a granel en estado gaseoso pero comprimido y se transportará al siguiente proceso de producción mediante una tubería. Además, se tendrá la posibilidad de efectuar despachos de este H_2 en estado gaseoso, ya sea la entrega a camión con cilindros, o incluso a la carga

⁶⁴ La manera más habitual para almacenar hidrógeno es en depósitos a alta presión. Las presiones típicas de almacenamiento son 200 bares, 350 bares (estándar hace años para los depósitos que se montaban en vehículos) y 700 bares que actualmente es el estándar empleado en automoción.)

para vehículos o para posibles diferentes cadenas de transporte que se evaluarán.

Descartamos el transporte ferroviario por no encontrar líneas existentes.

El problema que se presenta en este análisis es que para confinar el hidrógeno y debido a sus características físicas y químicas, ya que el hidrógeno es un combustible que tiene una gran densidad energética por unidad de masa, presenta una muy baja densidad de energía volumétrica, tanto en estado líquido como gaseoso.

En comparación a otros combustibles, el hidrógeno requiere depósitos de mayor volumen para almacenar la misma cantidad de energía.

Debido al pequeño tamaño de las moléculas de hidrógeno, estas son capaces de “permear a través de distintos materiales” lo cual debe ser tenido en cuenta a la hora del diseño de los tanques. Es decir, en el almacenamiento y transporte de hidrógeno, se tendrán pérdidas, deterioro de los materiales de las instalaciones y además un alto costo de energía para mantener altas presiones y muy bajas temperaturas. Es por este análisis, la recomendación será trabajar en línea de producción directa entre el Electrolizador y la Planta del reactor (HB+ASU) productora del NH_3 y disponer entre medio de ambos procesos una cantidad de tanques que permitan atender el consumo doméstico de TDF y eventualmente servir de depósito parcial en caso de que el electrolizador entregue un excedente.

Este análisis de que ambas plantas produzcan en serie continua, es coincidente con el hecho de que la generación de energía eólica es intermitente y consecuentemente cuando se disponga de la misma, se deberá aprovechar en la totalidad del proceso productivo hasta llegar al almacenamiento del NH_3 .

El desarrollo de una infraestructura global debe planificarse a largo plazo y tener en cuenta no sólo al sitio productor sino también los sitios receptores y su transporte.

En este análisis conceptual, se establece en primera instancia una tubería de H_2 desde el Electrolizador a un tanque para el ingreso al sitio de producción de NH_3 , y una derivación hacia una playa de tanques de H_2 para uso doméstico.

El amoniaco líquido (L NH_3) es el resultado de comprimir o llevar bajo presión al amoníaco anhidro hasta convertirlo en líquido.

Se puede licuar a temperatura ambiente a unos 10°C a 6 atm de presión, o a 20°C a 8.5 atm de presión. Para pasarlo del estado gaseoso al estado líquido, en la industria, solamente se necesita un refrigerante y una válvula de reducción, un sistema de bombas y compresores de frío que reciclan el producto en un par de tanques para aumentar su presión, bajar su temperatura y así lograr su posterior almacenamiento en estado líquido.

Este $L NH_3$ se almacenará en tanques adecuados.



Fuente: tfwarren.com

Figura 18. Ejemplo tanques de almacenamiento

El balance de energía conceptual nos brinda por ejemplo una pérdida de calor de 0,426 GJ/h para la generación de 8 TM/d de vapor de amoníaco a presión atmosférica. La conversión nos indica un consumo de licuefacción de 118.33 Kilovatios hora/ 8 TM/d → **0,61 kWh/T de $L NH_3$**

El ciclo es de compresión en una primera etapa aprox. a 275 kPa, y el producto se mezcla con la fase vapor e ingresa a la segunda compresión hasta 1.400 kPa. Luego ocurre condensación completa del gas comprimido.

A continuación, se expande y se separan las dos fases. La fase líquida se expande hasta presión atmosférica e ingresa ya al tanque de almacenamiento.

La capacidad máxima de un tanque o recipiente a presión se determinará de forma que el amoníaco líquido no ocupe más del 95% del volumen total, tras dilatarse al incrementar su temperatura hasta la máxima que pueda alcanzar en servicio.

Tener presente que los grados de llenado máximo de amoníaco anhidro (en estado gaseoso) para tanques y recipientes a presión de los distintos tipos de almacenamiento serán los siguientes, expresados en kilogramos de amoníaco anhidro por litro de volumen del tanque o recipiente a presión:

- Almacenamiento refrigerado: 0,64.
- Almacenamiento semi refrigerado con temperatura máxima en servicio inferior a 5 °C: 0,60.
- Almacenamiento no refrigerado: 0,53.

El Amoniaco en este estado de temperatura ambiente y sometido a presión, es fácil de almacenar y en general en tierra se dispone de espacio para la instalación de tanques que se completan al 50% de su volumen, pero para su transporte por mar, los buques requieren el máximo aprovechamiento de sus bodegas y es por ello que requieren otras condiciones de carga.

La decisión para el uso de almacenamiento refrigerado en lugar del presurizado es generalmente una función de la cantidad del producto a almacenar, la razón de llenado y el capital fijo y gastos de operación para cada tipo de sistema.

Adicionalmente, habrá que tener en cuenta el equipamiento de bombas y compresores de frío y su capacidad de licuación diaria, para poder disponer de la carga de un buque al mes, además de la capacidad de energía disponible debido a las intermitencias y a las ventanas estacionales

Las variables a analizar serán si se debe mantener el L NH₃ a temperatura ambiente y presión (Ej.: 10°C a 6 atm de presión, o a 20°C a 8.5 atm de presión) y llevarlo a 0,7 bar / - 33 °C al momento de la carga (considerando que se deberá realizar en 19 hs.) o conviene mantenerlo refrigerado y a presión casi atmosférica 0,7 bar / - 33 °C aprovechando las disponibilidades de energía y facilitando así la operación de carga.

Se debe tener presente que mientras se almacene el amoníaco en estado gaseoso, en todos los casos el volumen de tanques a considerar debe casi duplicar el volumen a producir. Asimismo, se debe contemplar los tiempos y consumos de licuación y los tiempos de llevar el producto a 0,7 bar /- 33C previo a la carga. Se recuerda que el buque solo estará a disposición para su carga por 24 hs. de las cuales solo 19 hs. estimamos para el bombeo. Adicionalmente se deberá tener en cuenta que la disponibilidad de energía, no será la misma en diferentes estaciones.

3.3.2. Buques para el transporte, equipo y sistemas de contención de carga

Los buques están diseñados según los requisitos del Código Internacional para Construcción y el Equipamiento de Buques que Transportan Gases Licuados a Granel (Código CIG) de 2014. Código de la ONU UN 1005 Símbolos de identificación de peligro para el amoníaco.

Para esta carga hay tres tipos de barcos diferentes cuyas bodegas se verán en detalle más adelante y se clasifican según el modo en que se almacene la carga a bordo:

- Totalmente refrigerado (presión ambiente (0,7 bar /- 33°C); (*Buques de hasta 90.000 m3*)
- Semirefrigerado (4-8 bar g/-10°C); (*Buques de hasta 26000 m3*)
- Bajo presión (17 bar g/45°C). (*Buques de hasta 6 000 m3*)⁶⁵

Esto significa que, al momento de cargar, se deberá adecuar el NH₃ almacenado a las condiciones de carga del buque.

Y desde los tanques de almacenamiento en estado líquido, deberemos enviarlo al puerto para su posterior embarque manteniendo ese estado líquido (L NH₃) para su transporte por mar.

⁶⁵ El amoníaco anhidro se suele transportar también en gaseros diseñados para el gas de petróleo licuado (GLP).

La tabla siguiente nos da una estimación preliminar del equipamiento requerido en el sistema de cargamento, considerando la carga de un buque en aprox. 19-24 h

En la actualidad, la carga y descarga de las terminales a los buques que transportan amoníaco se realiza de forma segura con los procedimientos adecuados; además de una formación especializada del personal.

El NH₃ es menos inflamable que otros combustibles, lo que conlleva un menor riesgo de incendio; y los riesgos de quemaduras criogénicas son menores que los del hidrógeno líquido o el gas natural licuado.

Como el gas amoníaco es tóxico y corrosivo, habrá que adoptar para el sector marítimo los principios y sistemas de seguridad existentes en toda la industria mundial del amoníaco; añadiendo sistemas de detección de gases y revestimientos de protección adecuados y resistentes a los productos químicos.

Según OMI (Organización Marítima Internacional) los gases licuados se definen como: "líquidos que tienen una presión de vapor que excede de 2.8 bar absoluto a una temperatura de 37.8 °C".

El sistema de manipulación de la carga se diseñará para un buque que será capaz de cargar una carga completa (90.000 m³ de L NH₃), a un caudal máximo de 4.800 m³/h con un atmosférico completamente refrigerado en unas 20 horas.

Es decir que la operación entre llegada, atraque, tiempos de conexión y trámites aduaneros, sumado a la partida, totalizarán las 24 hs. de las cuales solo 20 hs. serán de operación de carga.

El bombeo del producto (L NH₃), se realizará a temperaturas cercanas a los - 50 ° C y se deberá considerar que en determinados momentos y debido a los cambios de presión y temperatura durante el bombeo se pueden generar gases.

Por los tanto, las líneas de carga deberán disponer de sus respectivas válvulas de alivio y colectores de retorno de vapores.

3.4. El ciclo productivo a desarrollar y layout conceptual de planta

En este punto se realiza una caracterización general del proceso productivo a desarrollar en un proyecto que tenga como fin la producción y exportación de NH₃ y se propone un layout a nivel conceptual de una planta de producción.

La electrólisis del agua para separar el hidrógeno requiere agua de refrigeración, agua de proceso y agua que se convierte en hidrógeno más oxígeno en el proceso de electrólisis.

Los proyectos deben diseñarse de tal manera que se eviten conflictos de uso con el suministro de agua agrícola y potable. En el caso de la utilización del agua de mar, las etapas de tratamiento del agua necesarias para la electrólisis

van precedidas por la desalinización con el consecuente costo de energía adicional asociado.

Analizando entonces el espacio para el ciclo completo, tendremos líneas de tuberías de agua entre el tanque cisterna o piletón de depósito y los Electrolizadores, una línea entre este y un conjunto de tanques de almacenamiento del H₂ y, desde donde se distribuirá para el uso doméstico, conjuntamente con un tanque tipo Buffer o tanque de inercia, que es un tanque de almacenamiento que se utiliza para cubrir picos de carga o en situaciones en las que un aumento en la demanda supera la capacidad de producción o viceversa. Este tanque conectará a través de una línea con el reactor que, recibiendo también una línea de Nitrógeno, producirá el NH₃ y lo almacenará en estado gaseoso.

Luego realizará un proceso de licuefacción en este sistema de tanque de almacenamiento para obtener el L NH₃, los que deberán ser mantenidos en condiciones de baja temperatura hasta su posterior embarque.

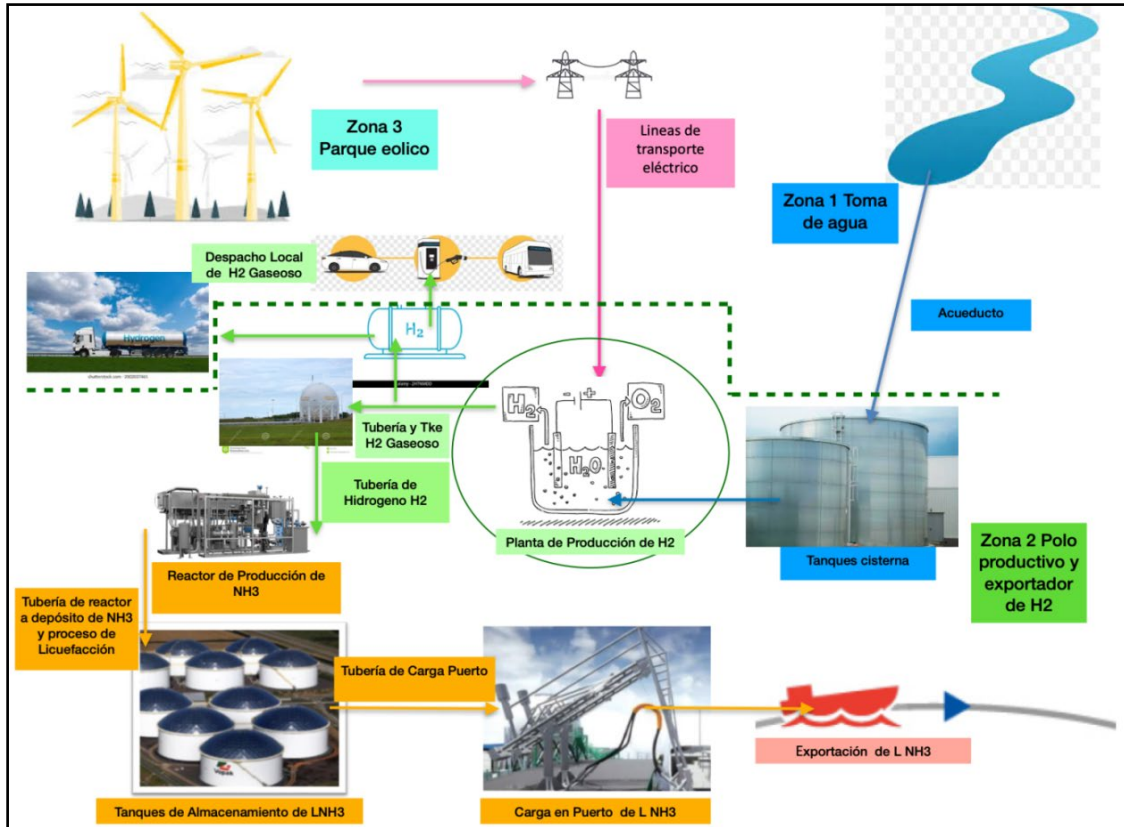
Los costos de estos elementos / componentes y sobre todo de producción, dependerá del escenario de distribución y localización elegido y se calcularán en función de su ubicación. La infraestructura de producción y el consumo energético tanto de producción como del bombeo y refrigeración requieren de abastecimiento de líneas de energía y de estaciones transformadoras importantes, por lo que tanto el CAPEX como el OPEX, aumentarán en la medida que estén más separados y en diferentes locaciones. Por este motivo se propone separar el proyecto en tres locaciones bien diferenciadas, a saber,

1) el punto de extracción del agua, que alimente un tanque cisterna o piletón localizado en la zona;

2) Planta centro de producción de H₂, producción, almacenamiento y embarque del L NH₃; y la

3) Ubicación del parque eólico, cuya conexión con el centro de producción (2) serán solo camino en buen estado y líneas de alta tensión.

Se propone instalar este centro de producción, almacenamiento y embarque del LNH₃, en una sola locación adyacente al puerto o en la línea de costa cercana a la solución offshore.



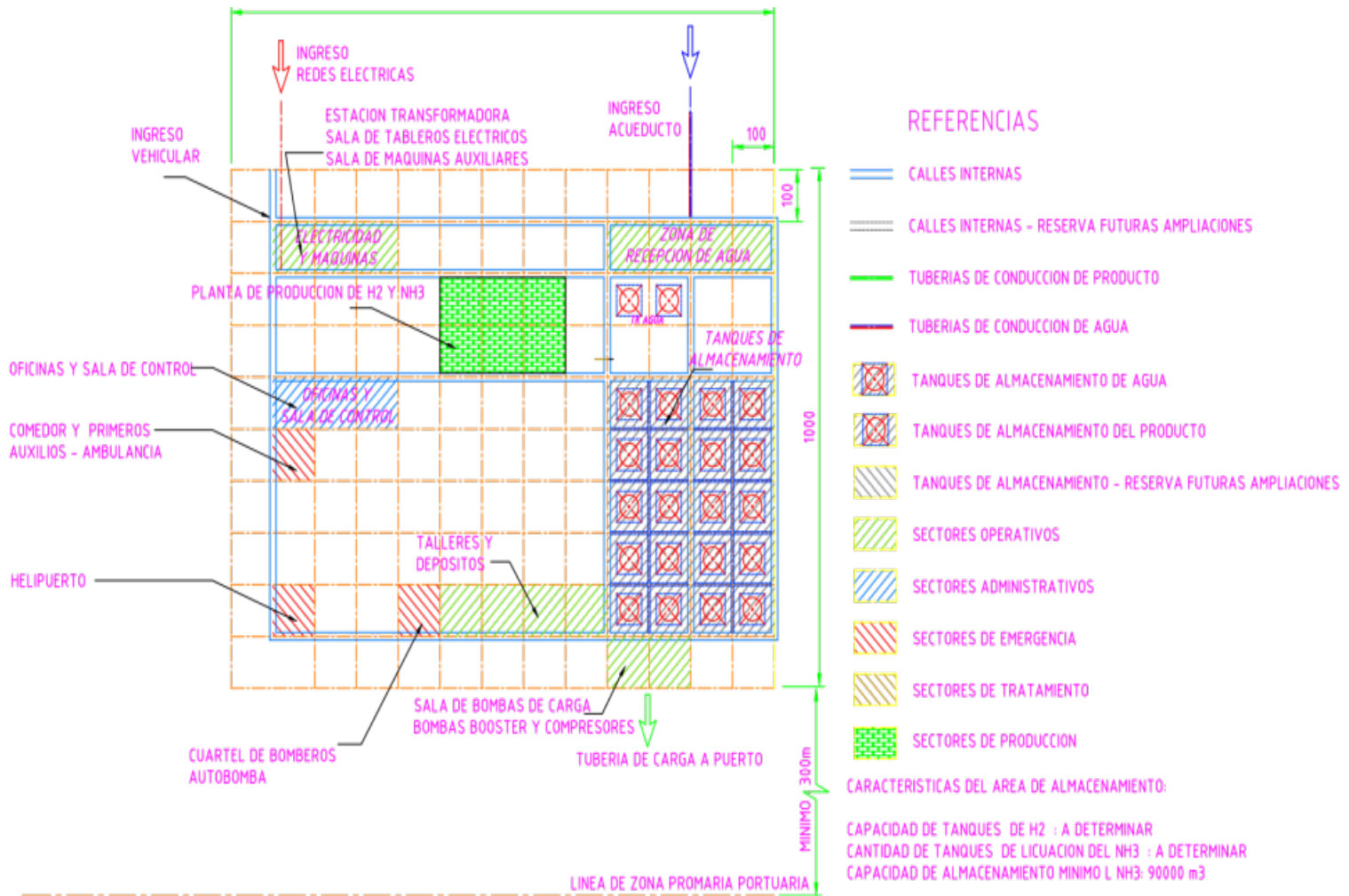
Fuente: Elaboración propia en base a esquemas e imágenes tomados de la web

Figura 19. Esquema de producción zonificado

De esta manera se acortan las distancias de procesos de producción de H_2 , la distancia de la tubería de H_2 hacia el reactor de NH_3 y las tuberías de los tanques de depósito del $L NH_3$, para su carga y desde el punto de vista de la electrificación, se efectúa un gran nodo de entrega de energía que se distribuye internamente y se ahorran tendidos y estaciones transformadoras, si estas terminales estuvieran alejadas.

Un estimado del espacio necesario para la instalación en tierra del polo de producción y almacenamiento, sería de unas 130 hectáreas, considerando algunas instalaciones que serán comparadas con el resto del puerto.

En la página a continuación se presenta un estimado del espacio requerido



Fuente: Plano Elaboración Propia

Figura 20. Layout conceptual de instalaciones requeridas para la producción de amoníaco verde, almacenamiento en tanques

3.5. Análisis de posibles ubicaciones del puerto

Habiendo definido los parámetros básicos del proyecto conceptual, queda por establecer el análisis de los sitios para la ubicación del punto de carga.

Repasando el mapa adjunto, lo primero que se recuerda es que los parques eólicos estarán ubicados hacia el Norte de la Ciudad del Rio Grande en la zona de estepa de la isla, dado que es la que cuenta con mejores vientos, el puerto y área de producción debe estar ubicado en la misma zona.

En la mayoría de las terminales de carga líquida a granel de L NH3, la principal preocupación es la seguridad, y en particular en el caso del amoníaco, debemos siempre recordar que tiene un olor nauseabundo y un simple venteo de un tanque podría derivar en una situación incómoda que afecte a poblaciones aledañas, por lo que se debe guardar distancia prudencial a las mismas.

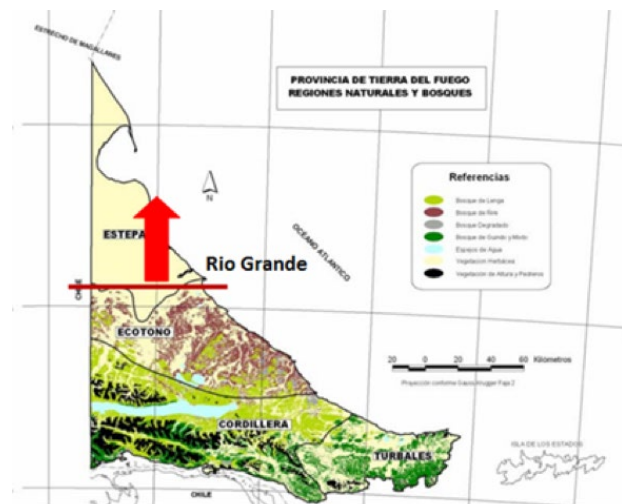
Estos aspectos condicionan fuertemente la elección del emplazamiento y la disposición técnica de la terminal.

Por todas estas razones, analizaremos el proyecto con su instalación en la Zona Norte, asumiendo la misma en la zona Costera al norte de la ciudad de Rio Grande. El flujo del granel del producto, está ligado a la ubicación de los centros de generación de energía, del abastecimiento de agua y de la planta de producción de H2 y de NH3.

La proximidad de las instalaciones a un puerto suele ser un factor decisivo de localización de la actividad.

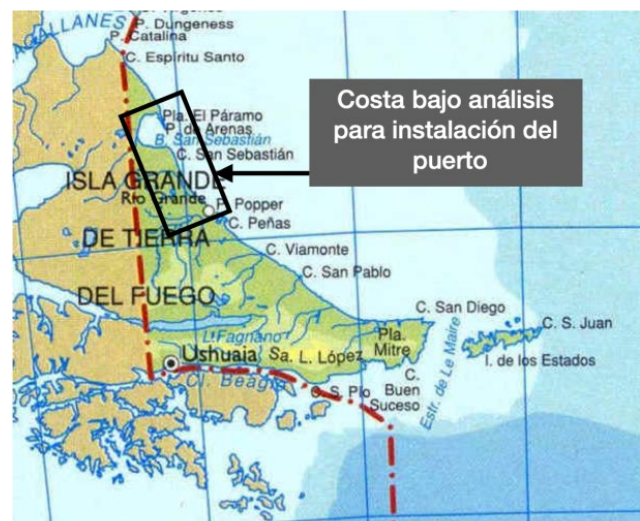
En consecuencia, analizaremos la localización asumiendo que la planta de producción y almacenaje será “cautiva” del puerto.

Se debe tener presente que elevado precio del transporte respecto al precio del producto en el caso de los graneles, el que obliga a prestar especial



Fuente: Subsecretaria de RRNN de la provincia de TDF

Figura 21. Topografía de Isla Grande de TDF



Fuente: IGN

Figura 22. Área analizada para ubicación de puerto

atención al desarrollo tecnológico en todos los elementos que configuran la cadena logística.

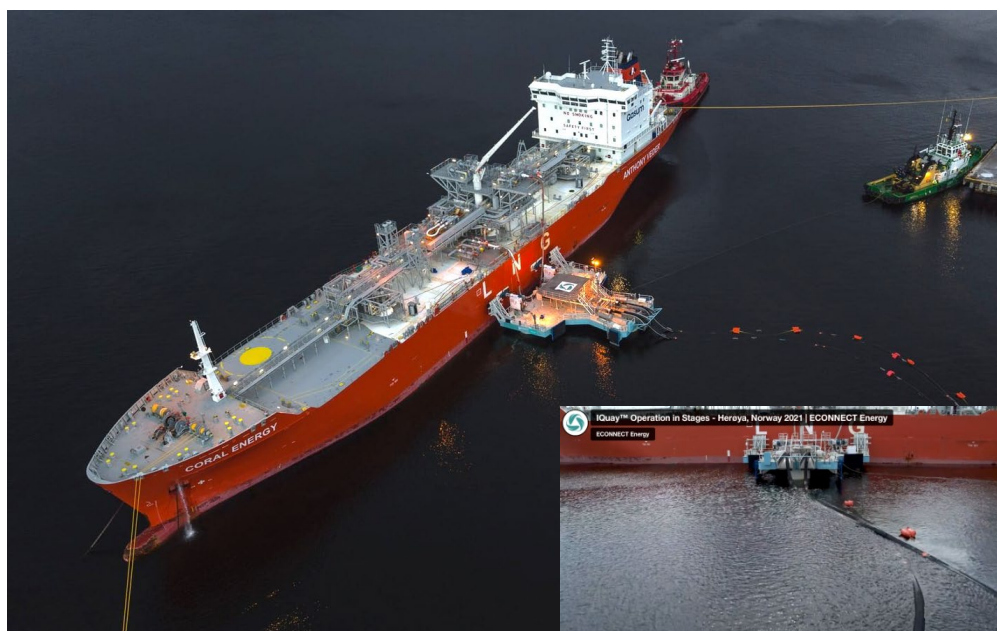
La carga de granel líquido se realiza con la impulsión de las bombas del producto y un sistema de frío que lo complementa.

Esto hace que el equipo de manipulación fuera en tierra o a bordo de una unidad de almacenamiento flotante sea infinitamente importante y esté directamente asociado a la planta de almacenamiento y a la terminal de carga.

Como se analizó en este documento, habría dos alternativas para definir el tipo de terminal de exportación.

Una posibilidad de carga tipo off shore también llamada SPM o JettyLess y una alternativa on shore con propuesta de dársena dentro de la línea costera. En el primer caso, terminal tipo SPM o JettyLess, las aguas deben ser protegidas, para permitir la permanencia del buque amarrado.

Vemos que, en este tipo de instalación, incluso las mangueras de conexión al buque podrían llegar a ser flotantes, simplificando la instalación y el retiro de la misma en caso de tormentas fuertes, durante el atraque y zarpada de los buques.

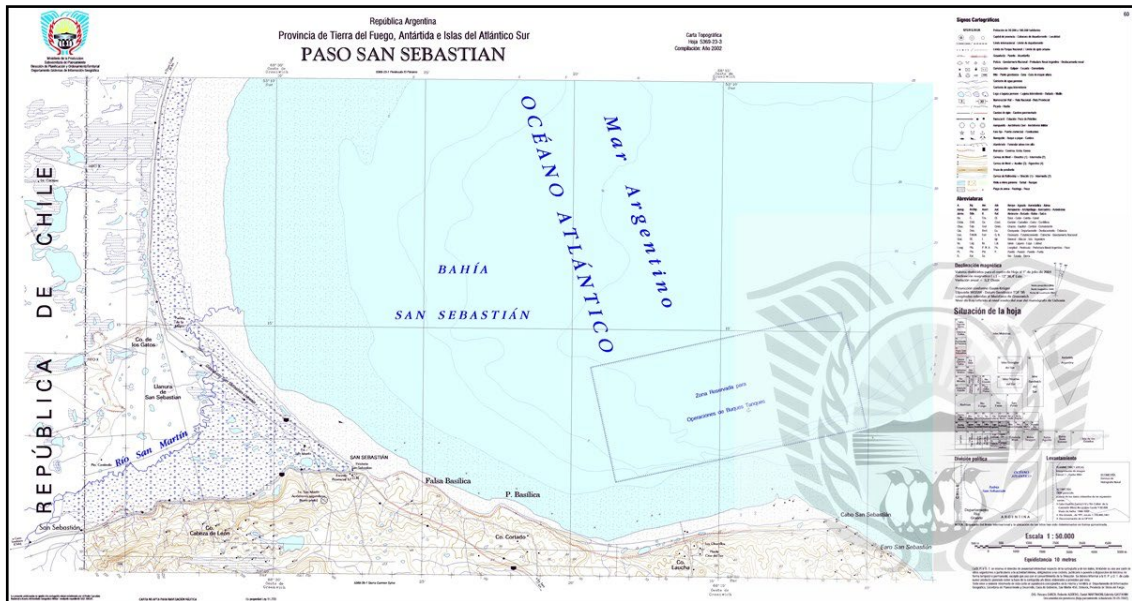


Fuente: econnectenergy.com/

Figura 23. Ejemplo de carga tipo off-shore

En el norte de la Provincia de Tierra del Fuego AIAS, se encuentra la Bahía de San Sebastián. Su latitud 53° 16' 45" S y longitud 68° 14' 15" W y ha demostrado ser muy apta para la carga de buques en terminales tipo off shore, ya que ha tenido por años instalada una boya de exportación de petróleo tipo SPM.

La ubicación de este punto de carga está distante a 85 km al Norte de Río Grande. En el gráfico siguiente se observa el sector definido para la carga de buques petroleros en terminal tipo SPM.



Fuente: catastro TDF

Figura 24. Mapa paso San Sebastián

En este caso el almacenamiento del producto bien puede ser en tierra o shore o flotante off shore.

En este último caso sería buque tipo FSO⁶⁶ que es una embarcación utilizada únicamente para almacenar el producto: puede ser ya listo para su trasvase al buque de transporte sin procesarlo, solo mantenerlo, o incluso se podría abastecer el buque con agua y energía eléctrica y realizar a bordo la electrolización, la transformación en el reactor y su posterior almacenamiento del L NH₃. Ese sería un buque tipo FPSO⁶⁷. En este caso se evita la tubería submarina con el producto criogénico y se remplazaría por un acueducto y un cable de energía eléctrica. En general estos buques son buques viejo ya radiados del servicio que se reparan para poder utilizar su casco y su capacidad de tanques.



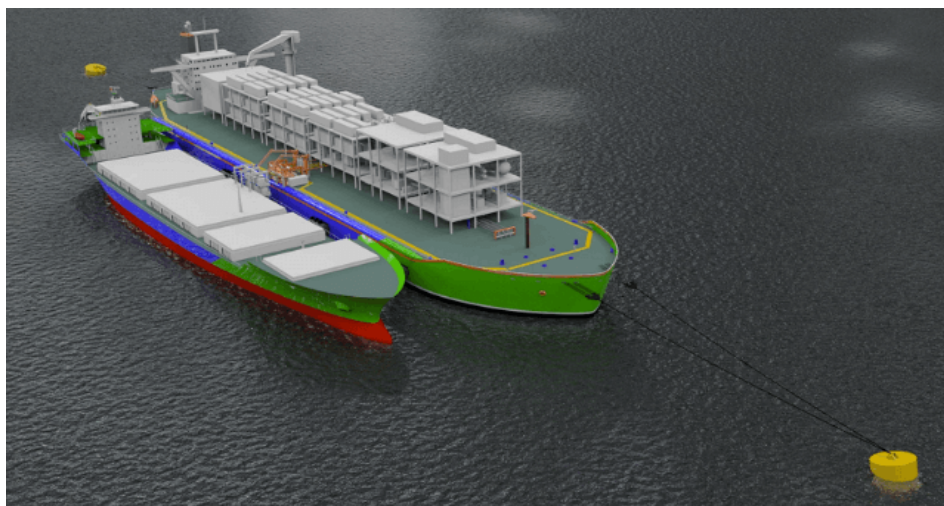
Fuente: econnectenergy.com/

Figura 25. Ejemplo de buque tipo FSO

⁶⁶ FSO Floating Storage and Offloading (FSO) vessel. se denomina embarcación flotante de almacenamiento y descarga (FSO)

⁶⁷ FPSO floating production storage and offloading

En general en la Bahía de San Sebastián, se cuenta con profundidad de agua suficiente para la operación de estos buques a una distancia de 5 / 6 km de la costa. Los buques VLGC requerirán solo entre 18 y 20 m de profundidad para disponer de un buen margen debajo de la quilla.



Web

Fuente: h2carrier.com

Figura 26. Concepto de buque tipo FPSO

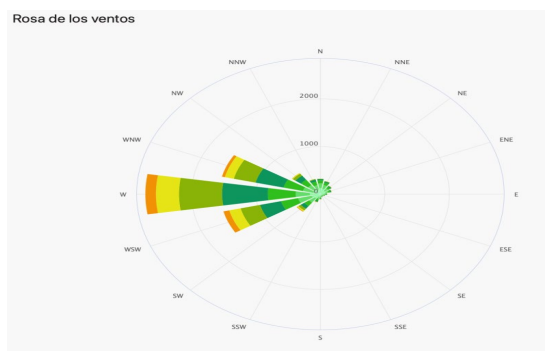
El concepto del FPSO es proporcionar una solución flexible, rápida y de bajo costo para *producir amoníaco verde* a escala industrial y a un precio competitivo. Se basa en un buque (usualmente usado y adaptado) con una plataforma de producción independiente de la fuente de energía, conectada a la alimentación proveniente de la eólica, a través de un cable submarino.⁶⁸ Puede disponer también de un Umbilical o cable de señales y comunicaciones que lo conectan con el resto de la operación.

Estas plantas parten de conversiones de embarcaciones en general usadas, utilizando gaseros tipo VLGC como embarcaciones base evitando así el costo de una nueva construcción, al tiempo que agrega más vida económica a un casco existente.

El enfoque es estándar para los buques FSO, que normalmente comienzan su vida como VLCC.

Existen en la zona vientos regulares de 60/80 Km/h, acentuándose durante los meses de noviembre a abril, con ráfagas de 140 a 160 Km./h.

Generalmente son predominantes del cuadrante Oeste, lo que tiende a mantener a los buques alejados de la costa.

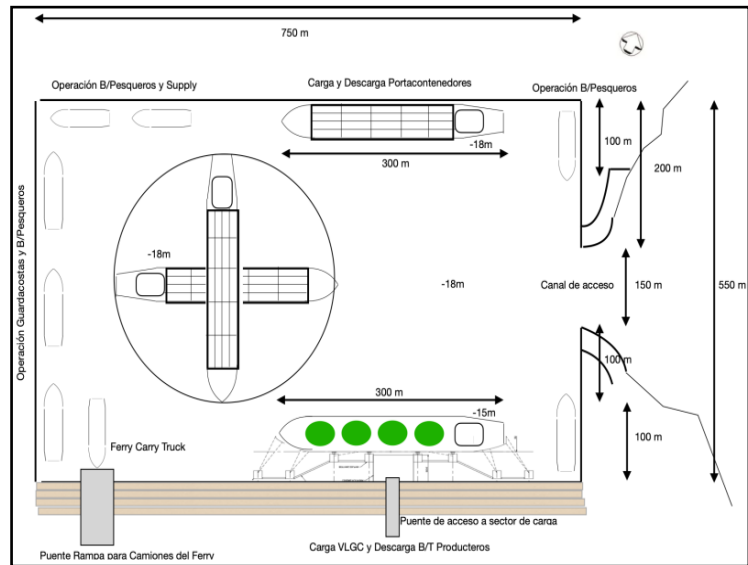


Fuente: windatlas.com

Figura 27. Rosa de vientos TDF

⁶⁸ <https://www.ammoniaenergy.org/articles/floating-production-of-hydrogen-ammonia/>

Para el tipo de terminal on-shore como propuesta alternativa, las zonas posibles de instalación de la dársena, podría ser este mismo sitio localizándola en algún punto de la Bahía de San Sebastián, ubicación que lo deja más cerca del continente, o también indistintamente en algún sector entre esta Bahía y la ciudad de Rio Grande.



Fuente: elaboración propia

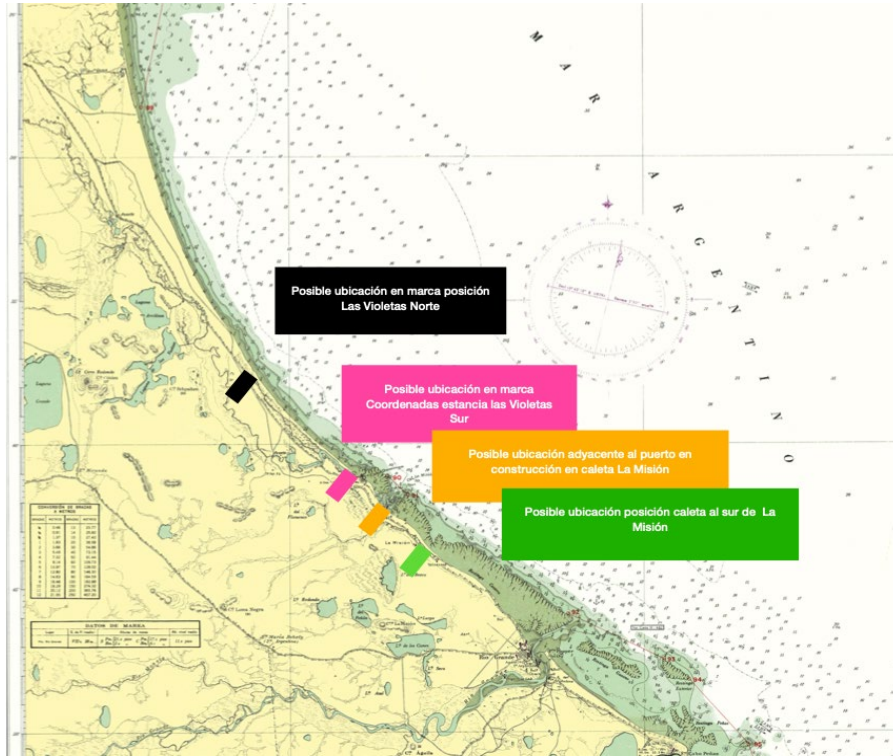
Figura 28. Layout conceptual de terminal portuaria

En la figura a continuación, se indican posibles ubicaciones del puerto



Fuente: google maps

Figura 29. Posibles ubicaciones terminal portuaria



Fuente: Catastro provincia TDF

Figura 30. Opciones de ubicaciones de terminal portuaria

Proponemos descartar la que coincide con la salida del Río Chico, (también denominado río Carmen Sylva), que es el Cabo Santo Domingo, pues sería complicado tener las instalaciones esquivando el cause gran parte del año, y además las costas son altas, teniendo entre 20 y 30 m. de altura respecto de la línea de cero mareas.



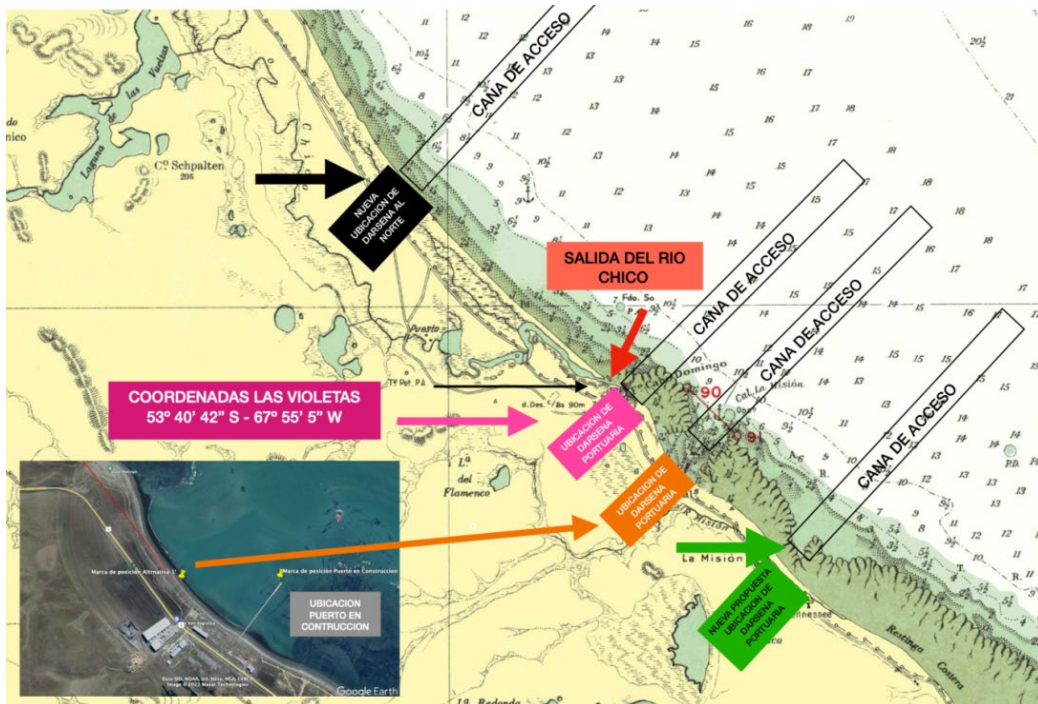
Fuente: wikipedia

Figura 31. Desembocadura del Río Chico

Esto requeriría extraer mucha cantidad de material para llegar al -18 del fondo, establecido como profundidad requerida en la dársena.

Queda entonces como propuesta bajo análisis, la localización de la dársena en la Bahía de San Sebastián, zona de aguas protegidas ya analizada en donde no se detectan movimientos del suelos que pudieran hacer disminuir la profundidad requerida, y las tres posiciones al Norte de la ciudad de Río Grande, siendo una de ellas estancia Las Violetas zona norte, otra en la Caleta La Misión en ubicación adyacente al actual muelle en construcción, lo que permitiría llegado el caso de su terminación, disponer de un solo canal de acceso para ambos puertos, y la posición al sur, frente al “paraje La Misión”, en una

caleta que parecería por la Carta Náutica que dispone de una disminución natural del largo de la restinga en ese punto.



Fuente: Elaboración propia en base a mapas catastro provincia TDF

Figura 32. Ubicación priorizada de terminal portuaria

En estas tres localizaciones, al igual que en Bahía San Sebastián, se disponen de un nivel de costa de entre 4 y 10 metros de altura, lo que haría posible la excavación sin sobre exigencias de extracción de material.

No es objeto de este documento definir la ubicación final del puerto sino solo los conceptos de su diseño y requerimientos técnicos y analizar posibles ubicaciones potenciales.

Visto que ya se encuentra en Evaluación de Impacto Ambiental del “puerto MIRGOR” en la localización de Estancia Las Violetas en el punto a continuación se realiza un análisis del mismo en relación a los proyectos de hidrógeno.

3.6. Análisis de proyecto de “puerto Mirgor” en estancia las Violetas y su relación con las necesidades de los proyectos de hidrógeno verde y sus productos derivados

El objetivo del presente apartado es el análisis del proyecto del PUERTO DE RÍO GRANDE en la provincia de TDF AIAS identificado como “puerto Mirgor”, ubicado en la estancia Las Violetas y su posible utilización para el desembarco y estiba de los aerogeneradores, así como para la posterior producción y embarque de Nitrato de Amonio (LNH3) como derivado del hidrógeno bajo en carbono.

En el primer punto se analizan generalidades del puerto y luego se lo analiza en relación a las necesidades de los proyectos de hidrógeno.

3.6.1. Generalidades

La empresa IATEC S.A., dedicada a la fabricación y distribución de productos tecnológicos, proyecta la instalación de una terminal portuaria en Río Grande para el traslado de sus insumos y productos a través de buques portacontenedores. El predio adquirido por la empresa para la construcción de la obra portuaria, se encuentra en Estancia Las Violetas, sobre la Ruta Nacional 3, a 25 km al norte de la ciudad de Río Grande. El mismo abarca una superficie de 224 Ha.



Fuente: EIA puerto de Río Grande

Figura 33. Imagen satelital del predio adquirido

El proyecto considera la materialización de un puerto excavado, con un canal de acceso para los buques, protegido por escolleras de abrigo a ambos

lados; para la instalación de un puerto multipropósito, que será ejecutado con capital privado, pero de carácter público.

I- Primera etapa

El espacio portuario disponible en la primera etapa, permitiría el amarre de dos buques de esloras entre 100 y 150 m. con calados inferiores a los 8 m. El tipo de buques para el cual fue concebido el puerto, debe permitir el ingreso de buques portacontenedores tipo Feeder⁶⁹

Las características del puerto en esta primera etapa del proyecto, comprenden:

- Un Canal de Acceso de 160 m de ancho y 1120 m de longitud, dragado a cota -8 m respecto al cero del Servicio de Hidrografía Naval.
- El canal de acceso estará protegido por dos Obras de Abrigo. Ambos tramos presentan una alineación OSO-ENE desde la costa hasta alcanzar la isobata de 9 m aproximadamente. El tramo norte posee una longitud aproximada de 1250 m y el tramo sur, de 1150 m.
- El canal de acceso finaliza en una Zona de Maniobras de forma elipsoidal, de 310 m por 400 m cada uno de sus ejes.
- Hacia el norte de la zona de maniobras se abre una Dársena de Operación y Atraque con un ancho de 250 m y 500 m de longitud.
- Finalmente, la Terminal de Buques Portacontenedores se construirá un muelle corrido, de 250 m de longitud por 32 m de ancho, en seco, sobre uno de los lados de la dársena de operación.
- Las obras civiles y viales comprenden la intersección con la Ruta Nacional 3 para el acceso a la terminal, los caminos de circulación interna, la playa de contenedores y un edificio administrativo con estacionamiento.
- El Puerto: El lugar preliminarmente elegido para la instalación portuaria terrestre es al Norte de la Ciudad de Rio Grande, Estancia Las Violetas: - 53.678373, -67.924031 (53° 40 '42" S – 67° 55 '5" W).

⁶⁹ Buque tipo Feeder: Barco portacontenedores de dimensiones reducidas y tal como significa su traducción, permite alimentar a otros buques más grandes del tipo post-panamax, Disponen de una capacidad entre 600 y 1,000 TEUS. Son buques muy usados para el transporte entre puertos secundarios pequeños y otros puertos con facilidades de atraques de buques más grandes.

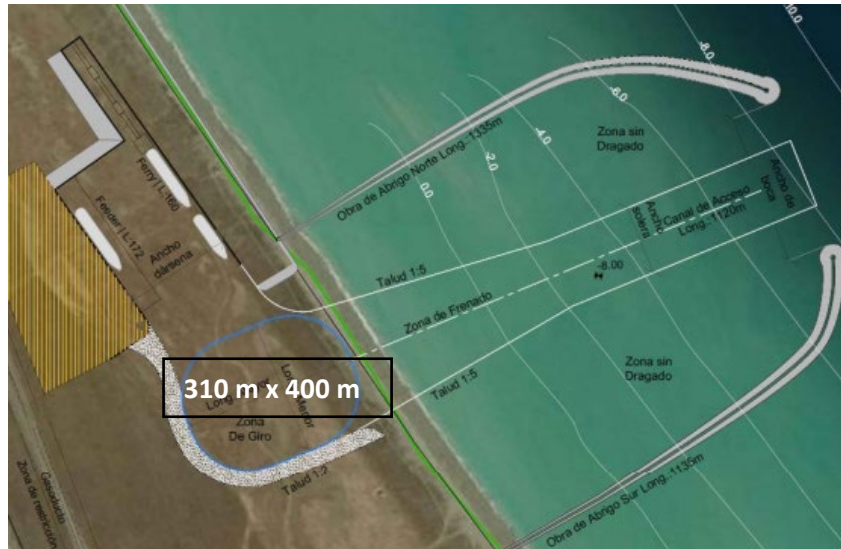


Figura 34. Layout general de obras portuarias – Primera etapa

II- Segunda Etapa

En una futura ampliación se espera tener el siguiente lay out.

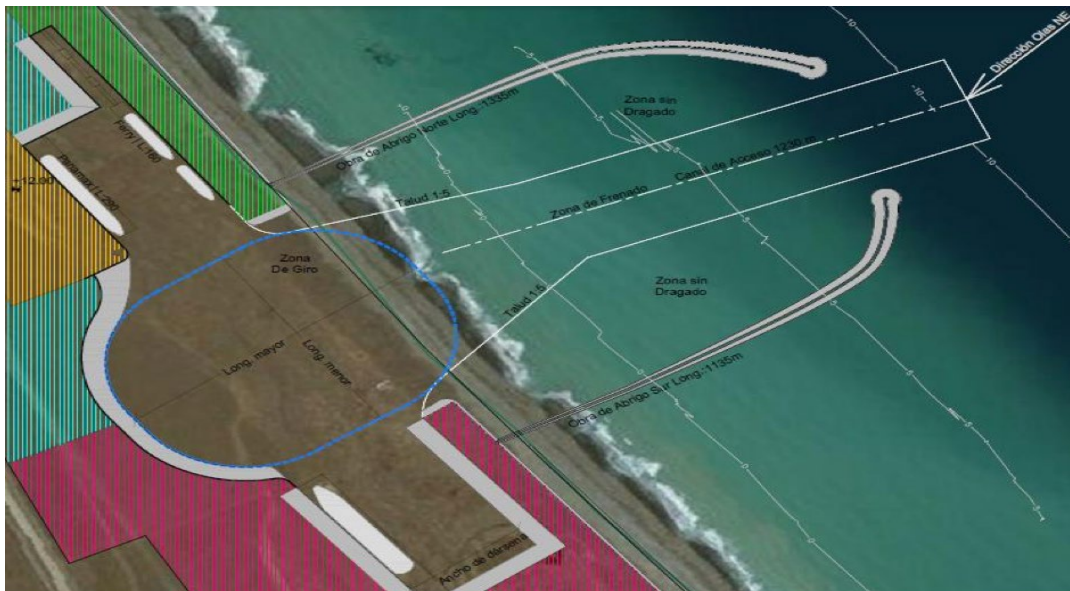


Figura 35. Layout general de obras portuarias – Segunda etapa

Esta segunda etapa permitirá la operación de buques de mayor porte y otras tipologías de carga (Buques Portacontenedores Panamax y/o gaseros). En esta etapa se deberá readecuar el canal de acceso, tanto en ancho de solera como en profundidad, además de la zona de giro y construir una dársena al sur y del predio. Según se informa la dársena Sur de la futura ampliación es de 330 m de ancho y unos 515 m de largo se diseña para el atraque de los buques

metaneros o panamax en su lado Oeste. La futura ampliación se detalla en el Estudio de impacto ambiental y sus estudios técnicos anexos, pero se deberá desarrollar una addenda de decidir unificar etapas. A los fines de detallar cuestiones técnicas se presenta un resumen en anexo técnico al final de esta sección.

3.6.2. Análisis del proyecto Mirgor y su compatibilidad con el desarrollo de proyectos de hidrógeno y sus productos derivados.

En este punto se comenta el proyecto Mirgor desde 2 cuestiones críticas de los proyectos de hidrógeno:

- I. La descarga de los aerogeneradores
- II. La planta de producción amoníaco y su exportación

Estas actividades se las aborda comparando la propuesta de puerto MIRGOR con la propuesta conceptual y luego se extraen algunas recomendaciones.

I. Descarga de los aerogeneradores

Haciendo un análisis general sobre la infraestructura necesaria para la recepción de los buques con los aerogeneradores, se deberá contar con un muelle y espacio adyacente para permitir el ataque, descarga y almacenamiento de los Aerogeneradores.

Se estima que para producir 1,2 millones de toneladas de LNH₃ anuales, se requerirán hasta 3 GW de parques eólicos instalados, lo cual, considerando el uso de turbinas de 3,6 MW c/u representarán unos 833 Aerogeneradores.

El muelle de atraque, deberá entonces tener suficiente longitud como para recibir los buques que traerán los Aerogeneradores (AG). Esto bien puede ser a través de buques Feeders, en cuyo caso se estima que podrán llegar unas 15 turbinas por viaje, ya que los AGs, en su mayor parte llegarán desde el exterior, y tendrán algún transbordo en algún puerto del continente, un predio a donde dejar la carga, y un segundo embarque en los Feeeders que los transportarán a la isla. Se requerirían unos 55 viajes para completar el parque de 3GW.

Esta sería la situación durante la primera etapa del proyecto, donde se define el puerto Mirgor como un puerto para buques Feeders, con espacio portuario disponible para permitir el amarre de dos buques chicos y de poco calado, de esloras entre 100 y 150 m. y calados inferiores a los 8 m. a cero mareas⁷⁰.

⁷⁰ El área prevista para la estiba de contenedores en la zona norte, parecería ser suficiente para las necesidades de playón de estiba de partes de aerogeneradores, estimadas a priori en 100.000 m².

En este escenario se podría disminuir la cantidad de viajes y asimismo el espacio requerido la estiba y descarga de estos AG's, utilizando torres de concreto, lo cual además aumentaría la mano de obra, el balance de divisas del proyecto y el aporte de materiales locales lo cual podría disminuir los viajes a la mitad⁷¹.

Se deberá tener presente que en los muelles de carga deberán operar grúas de alta capacidad y se requerirá además una plazoleta, que, si bien podrá operar alternativamente con contenedores los equipos de acarreo y transporte de estas cargas pesadas y sobredimensionados son sobre neumáticos, por lo que ese espacio se convertirá en playón de maniobras durante el depósito de Aerogeneradores⁷².

La realización de la etapa futura mejoraría la performance del puerto en cantidad de viajes, dado que permitiría buques PANAMAX de hasta 290 metros de eslora y 32,2 metros de manga, que como se comentó (punto 3.1.) podrían ser adecuados.

El caso donde se lograría la mayor productividad para el proyecto de hidrógeno es asumiendo viajes directos de buques que pueden llegar una cantidad importante de Aerogeneradores, donde se deberían considerar buques de hasta 300 metros de eslora. Lo cual definiría muelles de unos 450 metros para amarrar buques de hasta 300 metros, con 50 metros de manga y de 15 metros de calado, al cero de mareas.

Del análisis realizado surge una primera recomendación:

Si bien en un comienzo se podrían bajar aerogeneradores con buques feeders se deberá planificar y avanzar rápidamente a la expansión del proyecto a su segunda etapa para que cuando los proyectos de hidrógeno bajo en carbono tomen impulso se pueda contar con una mayor productividad y escala para la llegada de equipos eólicos.

II. La planta de amoníaco y su exportación

Como se destacó en el punto 3.1. la exportación de amoníaco se espera que se realizará en buques VLCG, donde el largo de muelle requerido es de unos 450 m. y el calado requerido es de unos 16 m. al cero de mareas. El puerto de MIRGOR no cumple con estas características en su etapa 1, y en la etapa 2 si

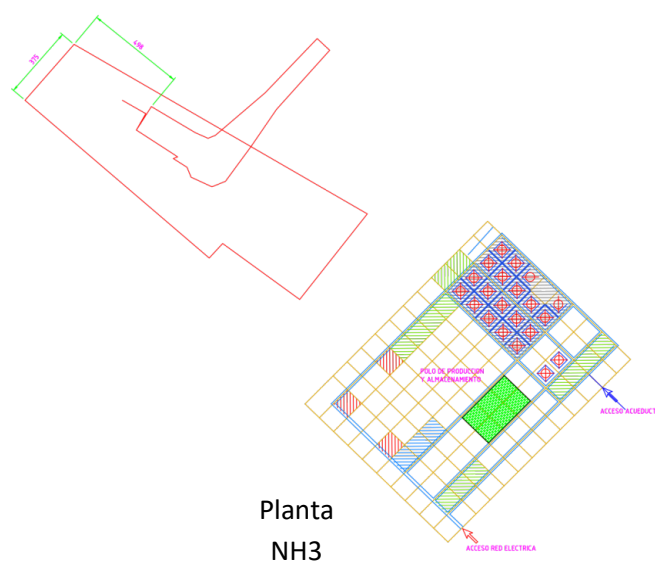
⁷¹ Esta cuestión se analiza también en la siguiente sección 4 del trabajo.

⁷² Se destaca esta cuestión porque en el EIA dice: "respecto al utilaje necesario, cabe mencionar que los buques portacontenedores de menor porte como los feeder que actualmente recalán en el Puerto de Ushuaia, poseen grúas propias con las cuales cargan o descargan los contenedores. Por este motivo no se ha previsto utilaje sobre el muelle para la carga y descarga de contenedores.

bien las dimensiones serían adecuadas, el calado debería ser mayor a cero mareas.

La solución a este problema y que adicionalmente elimina otros desafíos de seguridad que plantea el amoníaco, que ya fueron comentados, es que la exportación se realice con un método offshore, para lo cual existen varias opciones ya tratadas con anterioridad para la carga del H2 o del NH3.

Existe un segundo desafío adicional a la problemática de la falta de un muelle adecuado y se relaciona con el espacio requerido para la producción de amoníaco. El área prevista para la implantación del polo de producción del H2 del NH3 sería de unas 130 Hectáreas. La zona sur, adyacente al puerto Mirgor no parecería suficiente para la implantación del polo de producción, como se observa en la imagen a continuación. No se cuenta con información sobre la existencia de terrenos disponibles, si los mismos existen la cuestión sería de fácil solución.



Fuente: elaboración propia

Figura 36. Comparación terreno puerto y planta de amoníaco

Si se resuelve el problema del tamaño del puerto, pero no se puede resolver el problema del espacio adyacente y se debe relocalizar la planta toman relevancia las distancias en los procesos de producción de H2. La distancia de la tubería de H2 hacia el reactor de NH3 y las tuberías de bombeo de los tanques de depósito del NH3, para su posterior licuación LN₂H₃ y carga en puerto, se considera de mucha importancia, ya que esto representa un **gran nodo de entrega de energía** que se distribuye entre los consumos con tendidos de redes y estaciones transformadoras. Si estas terminales estuvieran alejadas, los costos se incrementarán, además de pasar a requerir tuberías de transportes de los gases o líquidos según el proceso que se decida. Una solución a esta cuestión puede ser instalar tanques de almacenaje en el puerto, haciendo un tendido de

un gasoducto de NH₃ y produciendo solo la licuefacción y almacenaje en el puerto.

Adicionalmente a las cuestiones tratadas hasta aquí se destacan las medidas de seguridad adicionales que implican tanto el trabajo con H₂ como con amoníaco, medidas que no son mencionadas por el informe de impacto ambiental, donde el estudio está limitado a contenedores, para su incorporación será necesaria la ampliación del estudio de impacto ambiental.

En base a la información que se pudo revisar y a los comentarios realizados se recomienda que:

Si bien no se descarta el puerto on-shore como punto de exportación y la producción de amoníaco en las cercanías del mismo se deberán tomar en cuenta las observaciones realizadas para que esto sea posible. Alternativamente una solución off shore con una planta de amoníaco en otra localización alternativa puede ser una opción válida y competitiva.

Valor agregado local:

Oportunidades para el desarrollo de proveedores, mano de obra y nuevos sectores productivos a partir del desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y sus vectores asociados

La producción de hidrógeno verde gran escala y su derivado, el amoníaco, producto elegido como Caso de Negocio, implica el despliegue de una plataforma energética-industrial-logística de muy alta complejidad y tamaño, casi sin precedentes en el mundo y a ser construida en tierras donde actualmente no hay prácticamente actividad relacionada.

Los proyectos que se buscan desplegar tendrán 4 componentes principales:

- Parques eólicos,
- Planta/s de producción de hidrógeno (electrólisis, toma de agua, desalinización),
- Planta de producción amoníaco
- Infraestructura asociada (red vial y puerto de entrada de equipos e instalaciones de salida de la producción)

Además, implica la instalación de infraestructura de provisión a cada componente y la vinculación entre las mismas, almacenamiento, y facilidades de evacuación de la producción.

Las perspectivas de desarrollo de proveedores de bienes y servicios, mano de obra calificada y nuevas actividades productivas directas, indirectas y derivadas son altamente significativas configurándose una nueva economía regional de exportación de gran escala.

Primera parte: la cadena de valor de la producción de Hidrógeno Verde y Amoníaco.

4.1. Generación de energía eólica.

4.1.1. Contexto General

La generación de energía eléctrica es la parte más determinante en lo que refiere al costo de producción de hidrógeno verde, pudiendo representar entre el 60 y el 80% del costo final de la producción.

Con relación a la oferta tecnológica de equipamiento, la misma se encuentra en una etapa de madurez con una decena de tecnólogos que controlan el mercado a nivel internacional entre los que se destacan -con presencia global- las firmas Vestas, Siemens-Gamesa, General Electric, Goldwing, Envision, Nordex-Acciona, que concentran más del 60% del mercado

(GWEC, 2021). Es un mercado que presenta creciente concentración, evidenciada con grandes fusiones de empresas como fueron las de las antes independientes Siemens y Gamesa, o Nordex y Acciona, y el notorio crecimiento de firmas chinas como Envision y Goldwing.

A partir de los contratos de abastecimiento, el fabricante de aerogeneradores garantiza de forma contractual la performance de los equipos en funcionamiento por el plazo de la vida útil de los equipos -tradicionalmente entre 20 y 25 años- con parámetros de eficiencia que suelen estar en el rango del 95% y 98%, y con una serie penalidades y compensaciones asociada a posibles incumplimientos.

Además de proveedoras de tecnología, estas firmas en muchos casos se dedican también al desarrollo integral y administración de parques de generación. Por sus características, a diferencia de la generación solar, los aerogeneradores requieren mucha más tarea de mantenimiento vinculadas. Esto demanda una extensiva red de servicios de control y monitoreo de los parques, que suele hacerse desde la casa matriz del fabricante, así como una muy aceptada red de proveedores homologados de altísima calidad y capacidad de cumplimiento.

Los desarrolladores de parques eólicos buscan abastecerse de proveedores con capacidad de garantizar la alta eficiencia del equipamiento; además, los fabricantes obligados a introducir componente nacional sólo se radican únicamente con su propia red de proveedores ya homologados, lo que retarda aún más el proceso de desarrollo de proveedores locales y catch-up tecnológico primario y reduce la capacidad de generar transferencia tecnológica; y por último, la gran oferta existente de financiamiento concesional por parte de bancos de desarrollo, agencias de exportación (ECAs) atado a condiciones de contenido local, y las condiciones impuestas por los proveedores de financiamiento para el uso de equipos de alta confiabilidad.

Por todo lo expuesto, considerando el gran volumen de demanda de equipo esperado, se proyecta que los desarrolladores de proyectos de hidrógeno verde buscarán alianzas a escala global con proveedores de tecnología a los fines de garantizar el abastecimiento.

4.1.2 Oportunidades de desarrollo local.

✓ Radicación de plantas de ensamblado de aerogeneradores y red de proveedores: en general, la principal limitación para la radicación es la falta de un volumen de demanda mínimo sostenido en el tiempo. La perspectiva de instalar una cantidad medida en GW en la provincia, el país y la región significa un factor muy positivo para esta oportunidad.

En el marco del diseño del Programa RenovAr, se estimó que para ser comercialmente viables y permitir acciones concretas de desarrollo de proveedores, el volumen de demanda por planta productiva debería ser de entre 200 y 500 MW anuales. Con este parámetro, una demanda de equipamiento a nivel provincial de entre 2 y 5 GW, sumado al abastecimiento de proyectos en otras zonas de la Patagonia, podrían dar incentivos concretos para la instalación

de una planta de ensamblado local de nacelles y bujes. Debe considerarse que los tecnólogos de calidad internacional tienen procesos de desarrollo de proveedores largos y extremadamente exigentes, tanto en términos de calidad como de capacidad de internacionalización. La radicación de un tecnólogo abre el camino de forma directa a la radicación de su primer anillo de proveedores, quienes.

✓ Administración y mantenimiento de los parques eólico: esta actividad ya se realiza en la Argentina para los parques eólicos instalados a partir del Programa Renovar, por lo que resulta una actividad muy factible de ser internalizada en la provincia.

4.1.3. Partes y componentes de un aerogenerador modelo

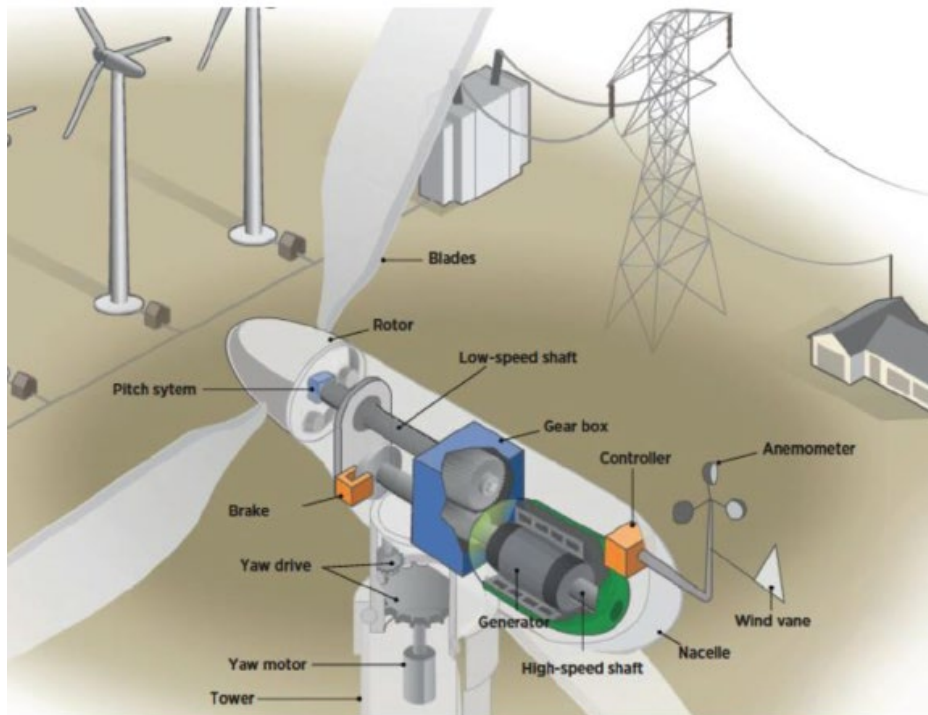
El aerogenerador está conformado por cuatro grandes conjuntos fácilmente identificables:

- Torres;
- Nacelle o góndola;
- Buje o Hub y;
- Palas

Adicionalmente, también se encuentran las fundaciones y cimentaciones del aerogenerador, que, si bien no conforman su estructura funcional, son la base en la que se enclavan, y según su tamaño y altura pueden involucrar hasta 27 metros de diámetro. Incluyen una jaula de pernos donde se asienta la torre y pueden demandar 1.192 m³ de concreto.

Cada uno de los conjuntos y las palas son transportados de forma independiente hacia el sitio el parque eólico o sitio de emplazamiento, donde se realiza el montaje final. Todos los conjuntos se transportan terminados hasta su lugar de destino, excepto las torres eólicas que se transportan en hasta 5 tramos. El transporte de los conjuntos es un desafío logístico muy relevante que debe ser considerado al analizar la factibilidad de los proyectos y los costos asociados.

En el siguiente gráfico se presenta un esquema de la localización de los principales componentes:



Fuente: Kuiler, Adonis, Raja, 2018

Figura 37. Conjuntos y subconjuntos de un aerogenerador



Fuente: Engineering News, 2014

Figura 38. Construcción de las fundaciones de un aerogenerador

✓ **Posible producción local de subcomponentes:** dentro de cada uno de los conjuntos mencionados en la sección anterior se destacan los siguientes subconjuntos o componentes. A los fines de tomar una referencia con viabilidad de producción a nivel local, se toma como referencia lo dispuesto en el marco del Programa RenovAr para la radicación de tecnólogos:

- Elementos de conexión de la torre (cables de medio y alto voltaje que conectan el equipo con el parque eólico)
- Sistema Pitch (aquel que cambia el ángulo de las palas)
- Sistema Yaw (aquel que varía el ángulo de rotación de la góndola sobre su eje)
- Buje o hub (pieza de fundición)
- Sistema de rodamiento de palas (aquel sistema donde las palas se integran con el buje)
- Elementos estructurales de la góndola (piezas de fundición)
- Carcasas, columnas y bastidores de la góndola (estructura interna y exterior de la góndola, montada sobre las piezas de fundición)
- Conversor de potencia
- Generador
- Caja Multiplicadora o Gearbox
- Eje de transmisión secundario (alta velocidad)
- Transformador
- Equipos eléctricos de control y maniobra
- Intercambiadores de calor
- Palas
- Torres

Los componentes de tipo eléctricos o electrónicos -como los transformadores- que van dentro de las góndolas están sometidos a estrictos procedimientos de seguridad -principalmente contra incendios- requieren largos procesos de homologación y por lo pronto demanda un largo proceso de desarrollo que requiere un volumen continuado de producción.

En el caso de las piezas de fundición, que suscitó interés por parte de los tecnólogos para su desarrollo local, cabe señalar que, si bien hay capacidades existentes, no existe actualmente ninguna fundición a nivel local capaz de producir piezas de las dimensiones de las requeridas.

En el caso de las torres de concreto, las mismas suelen ser producidas en plantas móviles cercanas a zonas donde hay alta concentración de instalaciones.

✓ **Dimensión económica del impacto local de la generación eólica:** una estimación basada en las condiciones de integración del Programa RenovAr, se establece un impacto directo sobre la cadena industrial (primer anillo de proveedores) de US\$ 0,38 millones/MW instalado con una integración efectiva local del 24% y de US\$ 0,49 millones/MW con una integración efectiva local del 29%. Considerando los impactos indirectos a partir de eslabonamientos

productivos de dicho primer anillo de suministro, los mismos se incrementan a US\$ 0,65 millones/MW y US\$ 0,83 millones/MW.

Asumiendo una instalación total de 8 GW en la provincia (8.000 MW) los montos de impacto local directo sólo por la generación eólica se ubicarían entre los USD 3.040 millones y 3.920 millones (integración del 24% y 29% respectivamente). Con los impactos indirectos dichos montos podrían incrementarse a USD 5.200 millones y 6.640 millones.

✓ **Impacto en el empleo de la generación eólica:** debe considerarse que los parques eólicos tienen una etapa de construcción y montaje que puede llevar hasta 2 años e incluye todas las obras intramuros de los parques como caminos, fundaciones, instalaciones de seguridad y mantenimiento, obras eléctricas, conexión a la red, etc. Esta fase es intensiva en empleo y demanda en promedio 1,4 empleos por MW, aunque tiene una duración limitada. Se destaca que para dimensiones de los parques estimados su implementación se dará en diferentes etapas por lo cual el período estimado se deberá multiplicar por las etapas del proyecto y por las múltiples localizaciones de los parques en el territorio.

A partir de ese momento, el impacto en el empleo de la generación eólica es limitado dado que estos equipos requieren bajo nivel de mantenimiento y tienen un seguimiento desde centros de monitoreo que en general es del fabricante (ver lo dicho anteriormente sobre la factibilidad de su realización local). En esta etapa, se calcula que el impacto en el empleo local es de 0,2 empleos por MW instalado.

El empleo en la etapa industrial, por último, es el más significativo en términos de su permanencia en el tiempo -siempre y cuando las plantas de producción tengan volumen relevante- y puede implicar entre 1,56 y 1,96 empleados por MW instalado.

Considerando todos estos impactos, por la instalación de 1 GW de capacidad eólica para el abastecimiento de plantas de electrólisis, se podría generar en términos de empleo en la cadena eólica unos 1.400 empleos directos en la construcción y 200 en la operación y mantenimiento de parques, en tanto que entre 1.500 y 1.960 en la producción industrial.

4.2. Producción de hidrógeno verde

4.2.1. Contexto General

El proceso de electrólisis representa uno de los mayores escollos para la producción de hidrógeno verde de alta pureza dado que es la tecnología que requiere más rápida escalabilidad y reducción de precios para poder alcanzar el objetivo de alcanzar la producción de hidrógeno verde a un costo el paridad y luego menor que del hidrógeno gris y azul. La capacidad de electrólisis dedicada a la producción de hidrógeno alcanzó apenas unos 500 MW en 2021,

estimándose un muy marcado incremento de la capacidad instalada durante esta década años, que llegaría a 5.5 GW en 2023 y 240 GW in 2030 (IEA, 2022).

Estos aumentos de capacidad se proyectan tanto con el uso de electrolizadores alcalinos como los denominados PEM -membrana de intercambio de protones-. Los primeros tienen como principal ventaja que son la tecnología conocida y actualmente más utilizada, además que son económicos dado que no requieren metales nobles para su fabricación. Los electrolizadores PEM, por su lado, son una tecnología avanzada, que presenta alto costo de producción por el uso de metales preciosos y su baja escala de producción, pero que a diferencia de los alcalinos tienen una alta flexibilidad -esencial para adaptarse al uso de energía renovable- y generar un producto final de muy alta pureza, lo que representa una gran ventaja adicional.

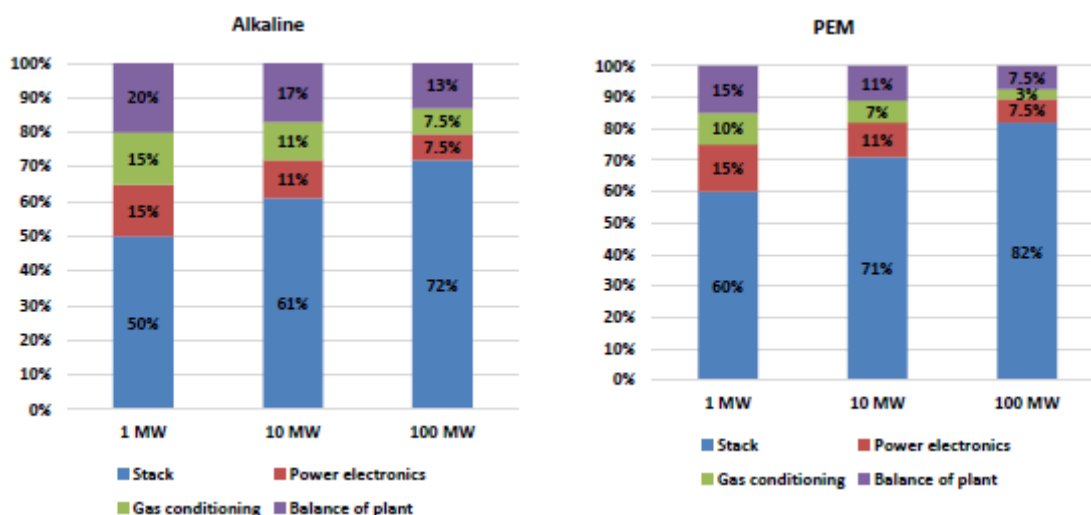
Los electrolizadores alcalinos y los PEM son los que suscitan el mayor interés de la industria, y especialmente éstos últimos por mayor eficiencia, vida útil más extendida, menor tiempo de respuesta, mayor modularización y menor tamaño son vistos como la mejor alternativa para protagonizar la producción de hidrógeno verde a gran escala. La producción de electrolizadores se concentra actualmente en menos de 20 fabricantes de distinto porte, incluyendo grandes grupos económicos como Siemens, Cummins, Thyssenkrupp, starts-up y firmas como la noruega Nel.

4.2.1. Partes y componentes de un electrolizador

Los electrolizadores alcalinos y PEM tienen sus particularidades y características diferenciadoras, aunque podemos señalar que los mismos se estructuran en 4 grandes componentes:

- Celdas o stacks,
- Electrónicos de transformación/conversión eléctrica,
- componentes de procesamiento de gases y los equipos de base de planta.

En términos de estructura de costos (ver figura a continuación), los stacks son el corazón del equipo y el componente más significativo en términos de costo (con una incidencia de hasta el 82%). Una de las principales ventajas de los electrolizadores PEM es que operan a mayor presión (de hasta 4 veces la de los alcalinos), la cual se adquiere en el momento de electrólisis, evitando así la necesidad de procesos adicionales de compresión. Por su parte, la modularización, muy positiva en términos de aumento de eficiencia, puede ser un escollo no menor al momento de analizar alternativas de integración nacional puesto que estas soluciones estandarizadas reducen el espacio para el desarrollo de proveedores locales.



Fuente: OIES, 2022

Figura 39. Estructura de costos de electrolizadores para 1, 10 y 100 MW

Una de las principales ventajas de los electrolizadores PEM es que operan a mayor presión (de hasta 4 veces la de los alcalinos), la cual se adquiere en el momento de electrólisis, evitando así la necesidad de procesos adicionales de compresión. Por su parte, la modularización, muy positiva en términos de aumento de eficiencia, puede ser un escollo no menor al momento de analizar alternativas de integración nacional puesto que estas soluciones estandarizadas reducen el espacio para el desarrollo de proveedores locales.

4.2.3. Oportunidades de integración local

✓ Existe la oportunidad de radicar la producción de electrolizadores en Argentina, aunque dado que se trata de una industria con altísima concentración, gran velocidad de expansión, y lucha por desarrollo enfocados en la mejora de la eficiencia, no es posible precisar el grado de requerimientos que podría involucrar en términos de demanda de producto nacional. Las escalas pequeñas y medianas lucen con mejores chances iniciales.

✓ Los segmentos donde podría haber oportunidades de localización para la producción de electrolizadores -incluyendo alcalinos y PEM- son:

- Equipos para el tratamiento de agua, incluyendo ósmosis inversa, coagulación-floculación y filtrado
- Bombas hidráulicas para la circulación de fluidos
- Intercambiadores de calor y sistemas de refrigeración de fluidos y gases
- Compresores
- Equipamiento eléctrico general para control de planta
- Membranas

✓ Por otro lado, existe también oferta local del siguiente universo de componentes, aunque a priori suelen tener mayores dificultades para homologar calidad:

- Equipos para transformación eléctrica incluyendo rectificadores, transformadores y choppers, seccionadores y filtros
- Intercambiadores de calor y sistemas de refrigeración de fluidos y gases

✓ Respecto a los componentes de las celdas y electrodos, se requiere mayor precisión para analizar la capacidad local de provisión de aceros especiales, servicios de niquelados y estructura con el nivel de calidad y especificidad requerido para la industria.

En todos los casos, la factibilidad de la integración debe ser analizada desde el punto de vista sistémico, de manera tal de que el fabricante del electrolizador pueda garantizar la homologación de partes y componentes y garantizar la eficiencia del equipo. Surge de la evaluación de la información que los procesos productivos vinculados al ensamblaje son de alta complejidad, y requieren tecnología y el uso de materiales cuya provisión local sea limitada.

Tanto la particularidad de este tipo de provisión de equipamiento, como la complejidad del proceso de ensamblaje podrían indicar que la forma más factible de lograr integración local de componentes sea a partir de la radicación completa del proceso de ensamblaje.

4.3. Producción de amoníaco verde

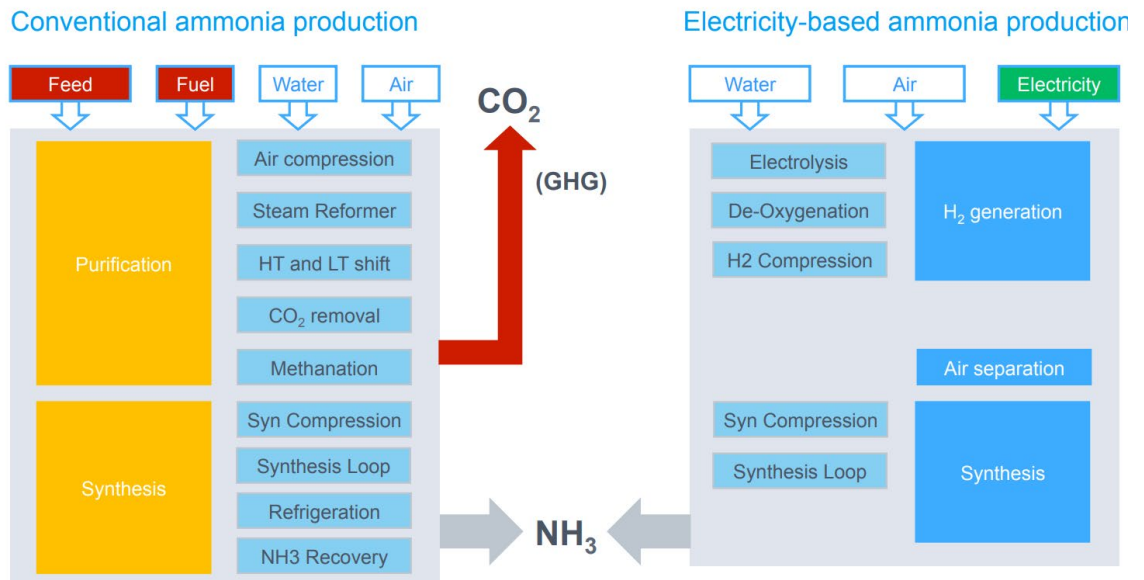
4.3.1. Contexto general y proceso productivo

El amoníaco (NH_3) es un compuesto químico inorgánico conformado por hidrógeno y nitrógeno, en una proporción atómica de 3 a 1, siendo el segundo compuesto químico con mayor producción a nivel global. Cerca del 85% de la producción se destina a fertilizantes.

La producción o síntesis del amoníaco se realiza a partir del proceso de Haber-Bosch, que permite la conversión del hidrógeno y el nitrógeno en amoníaco.

El desafío de la es adaptar el proceso productivo a la variabilidad que puede generar el abastecimiento de energía renovable para la producción de hidrógeno, en comparación con el proceso de reformado de gas natural que alimenta tradicionalmente estas plantas.

Entre las firmas que se dedican a la provisión de soluciones llave mano se pueden mencionar a la alemana ThyssenKrupp, las japonesa JGC y Mitsubishi Heavy Industries, la italiana Tecnimont, la denesa Topsoe y la china Kapsom, que se encuentran asimismo desarrollando proyectos vinculados a la producción de hidrógeno y amoníaco verde.



Fuente: Thyssenkrupp (2018)

Figura 40. Producción tradicional vs producción verde

En general este tipo de grandes proyectos de infraestructura -como ocurre también con la industria de la generación renovable- cuentan con acceso a financiamiento de agencias de exportación de sus casas matrices o bancos de desarrollo locales que otorgan condiciones crediticias diferenciales para la provisión de equipos y componentes del país de origen, lo cual condiciona en muchos casos la posible provisión de bienes y componentes del país donde la inversión se realiza.

Las condiciones asociadas a la inversión deben tenerse presentes al momento de diseñar una política de provisión de componentes locales (o provinciales) a los fines también de no comprometer a la industria local a condiciones de imposible cumplimiento por las características propias de nuestro perfil productivo y condiciones macroeconómicas que pueden terminar afectando el nivel de inversiones deseables para procesos de mayor valor agregado local.

La estrategia de desarrollo de proveedores locales para componentes de las plantas de amoníaco, al igual que de aerogeneradores y electrolizadores, debe considerar la oportunidad de la intervención en términos de (i) pertinencia económica, (ii) factibilidad técnica, (iii) temporalidad requerida para su éxito, (iv) fuentes de financiamiento disponibles y (v) costo fiscal.

4.3.2. Potenciales impactos de la producción de amoníaco y oportunidades de desarrollo local

La generación de un polo local de producción de amoníaco verde implica no sólo la potencial exportación de este material para su uso en mercados de destino para aplicación directa como materia prima o como vector de hidrógeno, sino la transformación de la industria provincial para el abastecimiento y exportación de productos derivados. Debe considerarse asimismo que el nuevo contexto global puede abrir oportunidades comerciales a largo plazo por la reconfiguración del mercado de amoníaco y gas natural producto de la situación

en Rusia y las crecientes tensiones comerciales entre China y los Estados Unidos.

Dicha oportunidad, conjugada con proyecto crecimiento de la demanda de alternativas limpias de producción de distintas industrias y sectores productivos, y la existencia de know-how local en la producción y exportación de amoníaco, permite considerar la realización de políticas tendientes al agregado de valor en origen de este producto para su exportación como un producto químico de mayor complejidad relativa como ser fertilizantes o urea, nitrato de amonio para uso explosivo, o bien derivados para aplicación en la industria plástica, textil o de la refinación de combustibles.

La producción de amoníaco verde y sus derivados se posiciona, así como un potencial nuevo sector productivo de forma conjunta con el cemento verde o el acero verde, donde los costos vinculados a la producción y la logística y el transporte podrán determinar nuevas rutas y polos productivos en zonas otrora no significativas para la producción, reconfigurando posicionamientos relativos y ventajas competitivas.

Considerando lo expuesto, los componentes más significativos que fueron identificados en las plantas de síntesis de amoníaco incluyen componentes mecánicos de almacenamiento, separación, procesamiento y transporte de gases y fluidos, entre los que se destacan:

- Compresores de aire
- Compresores de nitrógeno
- Compresores de oxígeno
- Enfriadores
- Aceros especiales para tuberías de transporte interno de oxígeno, hidrógeno, nitrógeno y amoníaco
- Bombas hidráulicas
- Separadores de gases
- Intercambiadores de calor
- Infraestructura de almacenamiento (tanques, piletones) de aceros especiales
- Equipos de control eléctrico.

Una política eficiente de desarrollo de proveedores locales puede tener un impacto muy positivo en el desarrollo de nichos y debe apuntar al crecimiento de nichos productivos que tengan capacidad de inserción exportadora basados en competitividad duradera, con efectos en el empleo y el agregado de valor local. Sin embargo, una política de desarrollo de proveedores locales con fallas de diseño puede generar efectos indeseados de no ser bien conducida, incluyendo la afectación permanente al nivel de inversiones, un elevado costo fiscal, o la creación de rentas extraordinarias en empresas beneficiadas.

Segunda parte: estructura productiva, empleo y punto de partida para el desarrollo de proveedores

4.4. Caracterización general de la estructura productiva fueguina

Con una población de 190.641 habitantes registrados en el Censo 2022, Tierra del Fuego es la provincia menos poblada del país, representando el 0,41% de la población total. Sus principales actividades productivas industriales se vinculan a la industria manufacturera -especialmente del sector de artefactos eléctricos -, la explotación de minas y canteras, la producción de hidrocarburos, la industria automotriz, química y la pesca. Por otra parte, el comercio y los servicios de turismo representan las actividades terciarias más relevantes.

La industria manufacturera es la principal actividad económica en la isla y contribuye al 37% del empleo. Como fuera mencionado, el departamento de Río Grande es el de mayor relevancia en términos de concentración de empleos, destacándose los sectores de industria, petróleo y minería, y construcción el 50% de los empleos (ver detalle a continuación).

Asimismo, dentro de los 8.055 empleos del sector industrial, la fabricación de equipos electrónicos y eléctricos y de televisores, radios, equipos de sonido y demás concentra 5.078 empleos, equivalente al 26% del empleo de todo el departamento y el 63% de la totalidad del sector manufacturero, en tanto que los textiles (874), plásticos (497), autopartes (413) y químicos (280) son otros sectores industriales de alta relevancia.

Tabla 16. Empleo asalariado por actividad económica

Actividad económica (selección)	Empleo registrado sector privado
Industria	11.622
Transporte y logística	2.962
Turismo	2.409
Construcción	1.746
Agro y Pesca	1.001
Petróleo y minería	743
Resto	13.898
Total	34.381

Fuente: elaboración propia

4.4.1. La oferta productiva vinculada con la industria del hidrógeno verde y amoniaco

La provincia tiene un perfil predominantemente industrial, aunque, en la actualidad, con un acotado nivel de diversificación, con una altísima incidencia del empleo en el sector electrónico, plásticos, textil y autopartista. Si bien la existencia de mano de un complejo industrial y mano de obra especializada es una condición de base para el impulso de actividades industriales conexas a la industria del hidrógeno, la menor heterogeneidad relativa del sector industrial

local, sumado a las complicaciones logísticas de su localización geográfica, podría reducir su atractivo para la promoción de la radicación de tecnólogos dada la potencial escasez de proveedores. En este sentido, si bien las condiciones geográficas y naturales son un activo muy valioso para el desarrollo de la industria del hidrógeno en la isla, este proyecto deberá ir acompañado de un mayor desarrollo de las industrias conexas aguas arriba y aguas abajo de la cadena de valor.

La cantidad de empresas y establecimientos presentados es indicativa del tipo de actividad de las mismas y no implica que puedan ser efectivamente proveedoras de bienes y/o prestadoras de los servicios que se consignan.

Tabla 17. Actividades principales identificadas

Actividad principal	Cantidad de actividades vinculadas
Obra civil y actividades vinculadas	5
Montaje de aerogeneradores	5
Subestación eléctrica y conexión a líneas de transmisión	4
Puesta en marcha de planta de electrolizadores	6
Transporte y almacenamiento de hidrógeno y/o amoníaco	5
Construcción de infraestructura portuaria	7
Construcción de líneas de transmisión eléctrica de media y alta tensión	4
Ensamblaje de aerogeneradores e integración de componentes	14
Ensamblaje de electrolizadores e integración de componentes	5

Fuente: elaboración propia

De las 55 actividades económicas específicas asociadas a proyectos de hidrógeno en la provincia hay presente 35 con empresas y/o establecimiento cuya actividad tiene algún nivel de relación con las necesidades de los proyectos, siendo un punto de partida para favorecer el agregado de valor local. Las mencionadas empresas

Para cada actividad relevada se deberá convocar a las empresas locales identificadas que podrían beneficiarse de un proyecto de hidrógeno para relevar el interés, producción actual y la posibilidad de futuros desarrollos de productos y/o posibilidades de reconversión. Asimismo, también existe la posibilidad, como se destacó, que el desarrollo de proveedores se haga a través de Inversión Extranjera Directa y/o mediante convenios de asociación entre empresas locales y del exterior y/o acuerdos de transferencia de tecnología.

4.5. La demanda proyectada de insumos y componentes y su impacto

A los fines de estimar la potencial demanda de bienes en la isla a partir de las inversiones planteadas en los distintos sectores productivos, consideraremos los multiplicadores de impacto presentados en la primera parte, que estiman en el impacto en la actividad y el empleo a partir del programa RenovAr, tomando en consideración los supuestos realizados oportunamente sobre la factibilidad de la integración local.

Al menos en el mediano plazo no se considera factible que la demanda de componente local supere el 20% del total de la inversión de las plantas. Sin embargo, considerando las muy significativas inversiones involucradas en los proyectos que se nominan en GW, dicho porcentaje representa un impacto de inversión local (provincial y nacional) muy elevadas con relación a otros proyectos de inversión y al PBI de la provincia.

La integración de componentes se estima que podría incluir partes básicas de relativamente menor complejidad técnica, y el impacto en el empleo sea del orden de los 0.31 empleos por cada US\$ 1 millón de demanda total de bienes.

Respecto a la creación de empleo, en un reciente trabajo la consultora holandesa especializada CE Delft publicó un informe donde estima distintos escenarios de creación de empleo en la cadena de valor del hidrógeno, asignando para la operación de plantas de electrólisis entre 95 y 172 trabajadores por GW instalado (estimándose un decrecimiento por ganancia de productividad en la medida que la actividad se consolida entre 2030 y 2050).

Respecto a la construcción de las plantas de electrólisis y a diferencia de lo que ocurre en las plantas eólicas donde la mayor ganancia de eficiencia se da en las actividades de montaje y logística, el mismo estilo de CE Delft estima que el emplazamiento y puesta en marcha de electrólisis pueden demandar entre 60 y 229 trabajadores temporales por GW instalado, lo que dependerá del tamaño relativo de cada planta y las posibles ganancias de eficiencia en términos de construcción.

Tabla 18. Impactos unitarios considerados fueron los siguientes

Sector/Actividad	Millones US\$/GW	Miles de Empleo
Obra civil parque eólico	US\$ 510	1.4 empleos/GW (temporales)
Mantenimiento parques eólicos	US\$ 3.5 (anuales)	0.2/GW
Componentes industriales p/ parques eólicos	US\$ 650-830	1.5 - 1.96 / GW
Construcción planta electrólisis	s/d	0.06 - 0.172 / GW

Componentes locales planta electrólisis ⁷³	US\$ 119	37/GW
Operación planta electrólisis	s/d	0.095 - 0.172 /GW
Demanda adicional (planta NH3 / agua)	US\$ 75	s/d
Puerto (inversión)	USD 380 M	430 (temporales)

Fuente: elaboración propia en base a estimaciones Drucaroff y otros (2020), CE Delft y EIA puerto de Rio Grande.

Por consiguiente, el impacto directo neto esperado por la puesta en marcha de un parque eólico de 2,55 GW y una planta electrolizada de 2 GW puede estimarse en:

- 430 empleos para la construcción del puerto (temporales)
- 3.570 empleos para la construcción del parque eólico (temporales)
- 120 - 344 empleos para la construcción de la planta de electrólisis (temporales)
- 190 - 344 empleos permanentes para la operación de la planta de electrólisis
- 400 para el mantenimiento de parques eólicos (incluyendo temporales y permanentes)

A ello debe sumarse el impacto en el empleo por demanda de empleo industrial:

- 3.000 - 3.920 por demanda de componentes para aerogeneradores según el grado de integración
- 74 por la demanda de componentes para el abastecimiento de componentes para plantas de electrólisis

En suma, de forma consolidada, los impactos en el empleo serían los siguientes:

Tabla 19. Estimación de empleo por actividad

Actividad	Empleo Total Parque Eólico 2.55 GW + Planta Electrólisis 2 GW
Construcción y actividades conexas	4.120 - 4.344

⁷³ Se consideró que del total de la inversión un 80% corresponderá a equipos electromecánicos e instalaciones, y de la misma un máximo del 20% será de origen local.

Operación y mantenimiento de plantas y parques de generación eólica	590 – 744
Demanda de trabajadores en el sector industrial	3.074 - 3.994
Total	7.784 - 9.082

Fuente: elaboración propia

Respecto al empleo, estas inversiones absorberían la totalidad del empleo privado actualmente registrado en el sector de construcción y - dependiendo del cronograma de ejecución de las obras- requeriría empleo adicional para cubrir la demanda, generaría una nueva actividad productiva con una demanda de empleo permanente a la que actualmente tiene el sector de gas y petróleo en la isla, y podría absorber hasta el 34% del empleo actualmente demandando por el sector industrial.

En ese caso, no estamos considerando otras actividades vinculadas con alto impacto en el empleo como ser toda la actividad logística requerida para el transporte de los componentes de equipo eólico que dependerán de la ubicación definitiva de las plantas de abastecimiento y de los parques eólicos; la construcción de torres de alta tensión cuyo tendido dependerá de la localización de los parques y proyectos; la construcción de infraestructura para el almacenamiento y transporte del hidrógeno, cuyo dimensionamiento devine complejo debido al limitado conocimiento sobre la tecnología; las actividades típicamente tercerizadas de servicios a plantas industriales como ser alimentación del personal, seguridad, limpieza, etc; así como la de actividades económicas vinculadas a partir del aprovechamiento de subproductos.

En cuanto a la demanda de bienes industriales, los sectores con mayor potencial demanda serán aquellos descritos previamente y vinculados al sector metalmecánico, componentes eléctricos, piezas de fundiciones, y elementos estructurales.

Se debe puntualizar también en la oportunidad de la utilización de torres eólicas de hormigón para la instalación de aerogeneradores en contrapartida a las tradicionales torres de acero. Si bien su utilización dependerá de las prescripciones del fabricante, las torres de hormigón suelen presentar mayor durabilidad y vida útil que las de acero, al mismo tiempo que pueden generar más oportunidad de empleo (EFRE, 2022), además de mejorar el balance de divisas del proyecto. La producción de las torres de hormigón suele realizarse en plantas móviles que se instalan cerca de las zonas con alta concentración de parques y tienen menores costos que una planta de torres de acero. Además, por su cercanía con las zonas de producción, pueden contribuir a mejorar la logística asociada.

Por otro lado, las torres de hormigón demandan mayor tiempo de producción que las de acero, lo que en parte reduce su atractivo. Adicionalmente, de acuerdo a distintos estudios, tienen divergencias respecto a las resistencias a eventos de estrés y la fatiga de materiales. Sin embargo, de ser posible su utilización, puede ser de interés de las autoridades locales explorar esta alternativa a los fines de maximizar la demanda de empleo local y reducir complicaciones logísticas derivadas del transporte de las torres eólicas.

4.6. La capacidad de abastecimiento y los desafíos de la reconversión

Teniendo en cuenta el relevamiento general realizado sobre la oferta de empresas y personal empleado, y los impactos analizados, se vislumbra que en principio la provincia tiene una capacidad limitada para abastecer la potencial demanda de componentes, por lo que deberá llevar a cabo la reconversión productiva de algunos sectores lo cual demandará importantes esfuerzos de política productiva.

Esto es producto de varias razones, entre las que pueden mencionarse (i) la especialización productiva regional con fuerte predominancia del sector electrónico y, en menor medida, plásticos y autopartistas; (ii) la concentración de la producción en los eslabones finales; y (iii) una baja complejidad de proveedores provinciales evidenciado en una menor diversidad de empresas y reducida concentración de empleo en sectores que conforman el anillo de proveedores de los sectores mencionados.

Existen ciertas características positivas del sector productivo local que favorecerían esta transición, como ser (i) la existencia de infraestructura fabril que podría ser funcional a la reconfiguración productiva debido a la concentración de la producción en grandes establecimientos; (ii) producción organizada en series largas; y (iii) tradición de operación tanto de firmas con presencia global, como de grupos locales asociadas a grandes multinacionales, o bien, habituadas a ciertos estándares de calidad marcados por estos.

Estos factores que sientan ciertas bases para el proceso de radicación de inversiones deben también contraponerse con los factores estructurales antes mencionadas: (i) la relativa baja penetración de la competencia internacional en los mercados a los que están enfocados el sector industrial local; (ii) la baja escala de las empresas industriales locales que aspirarían a ser abastecedoras del segundo y tercer anillo; (iii) la existencia de un fuerte paquete de soporte fiscal para el sector industrial.

Estas tres características difieren sustancialmente de generalidades de la producción de bienes de capital para el sector energético en general y eólico en particular del tipo de tecnólogos que se buscan atraer. Se trata de una cadena productiva de mayor escala de unidades productivas, alta interrelación de proveedores en cadenas de valor, y alta exposición a la competencia internacional dentro de la lógica de múltiples cadenas de abastecimiento intra-firma que presentan los tecnólogos.

4.7. Los subproductos del hidrógeno en la economía local y nuevas oportunidades

Independientemente del impacto en términos de demanda de bienes y componentes para la puesta en marcha de las plantas de electrólisis y los parques eólicos en la provincia y del empleo generado en las actividades directas, la producción de hidrógeno verde tendrá impacto en la economía regional a partir de la generación de excedentes de sus subproductos que pueden ser económicamente aprovechables.

4.7.1. Subproductos de la producción de hidrógeno verde

En primer lugar, la producción de energía eléctrica de fuente renovable a gran escala, como sería a partir de la instalación en la isla de parques eólicos de al menos 2,55 GW de potencia -equivalentes aproximadamente al 50% de la capacidad renovable instalada a nivel nacional- permitiría a la isla ventajas fundamentales.

Por un lado, y principalmente mientras se avanza en la interconexión de la provincia al SADI, la existencia de oferta de energía eléctrica que parcialmente podría ser inyectada en la red provincial redundaría en una reducción de la dependencia de la generación eléctrica a partir del gas natural, implicado de forma directa en una mejora en la calidad de vida de la provincia a partir de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la inyección de energía renovable del nivel competitivo del que se proyecta en la isla permitirá la reducción de los costos del sistema, beneficiando a consumidores industriales y residenciales. Asimismo, facilitará la realización de tareas de mantenimiento programas en las centrales de la provincia al existir energías alternativas de reserva.

Al mismo tiempo debe considerarse que la instalación de parques eólicos no es incompatible con otras actividades económicas que se pueden dar en las zonas de su instalación, como la ganadería y la agricultura. De ser necesario, la provincia debería adaptar su normativa respecto a las actividades económicas permitidas en el ámbito de estos proyectos, pero existe cierta evidencia de que no hay impacto negativo derivado de la instalación de aerogeneradores en establecimientos donde se realizan estas actividades primarias (Chen y otros, 2019).

En segundo lugar, el aprovechamiento del hidrógeno al interior de la provincia posibilitará el desarrollo de nuevos sectores económicos, pero también la eventual transición de los combustibles fósiles hacia el hidrógeno en actividades económicas ya existentes, relacionadas con él. Si bien la disponibilidad tecnológica para avanzar en estos sectores podría demandar aún décadas de desarrollo, su eventual efectivización puede modificar el panorama

productivo de la isla a partir de una logística más eficiente y amigable, reduciendo la huella de carbono de la producción fueguina.

Debe considerarse además que el reemplazo de combustibles fósiles por hidrógeno en cualquiera de los sectores mencionados tendrá también un impacto positivo en términos de divisas al reducir la eventual demanda de importaciones de combustible o a aumentar el excedente exportable del gas natural.

El aprovechamiento del oxígeno resultante del proceso de electrólisis también puede ser aplicado a la obtención de oxígeno de alta pureza para usos diversos que van desde su uso medicinal hasta el industrial. Más allá de su uso medicinal, cuya producción requiere estrictos estándares para garantizar su seguridad, el oxígeno es utilizado en una gran cantidad de industrias como la siderurgia, alimenticia, petroquímica, papelera, y en múltiples procesos productivos de diversas actividades económicas. En este sentido, el aprovechamiento de este elemento químico puede permitir el desarrollo de nuevas actividades económicas en la provincia.

4.7.2. Las oportunidades de nuevos sectores productivos a partir del hidrógeno

Sumado a la posibilidad de radicar el ensamblaje y la fabricación de componentes locales para turbinas eólicas y/o electrolizadores, la existencia de un hub de producción doméstica de hidrógeno a precio globalmente competitivo abre oportunidades en el desarrollo de nuevos sectores productivos locales.

Existe una creciente percepción de que la primera aplicación del hidrógeno será en aquellos sectores productivos que lo demandan para una utilización directa, como ser el caso de los fertilizantes. Sin embargo, existen otros sectores productivos que -además de en algunos casos ser demandantes de hidrógeno- son intensivos en el uso del calor y la energía, y cuya capacidad de reducción de emisiones a partir de la electrificación directa se ve limitada. Estos sectores a su vez concentran grandes emisiones de gases de efecto invernadero y enfrentan crecientes presiones para reducir su huella de carbono por parte de gobiernos y la sociedad civil.

En estos casos, el hidrógeno se puede convertir en el elemento clave para su transformación hacia su versión “verde”. Esto incluye, por ejemplo, el caso ya mencionado del amoníaco para la producción de fertilizante, como la de materiales como el acero, el cobre o el cemento. En otros casos -como el de la intervención de un proceso similar al de la electrólisis para la producción de acero- las técnicas prevén, mediante nuevos procesos productivos, la utilización directa de fuentes de energías renovables (Boston Metal, 2023).

En ambos casos, se deberá considerar la ecuación costo-beneficio de convertir las plantas existentes en unidades operativas bajas en emisiones de carbono -por ejemplo, mediante a la utilización de hidrógeno en reemplazo de

los combustibles fósiles y la incorporación de infraestructura para la captura de emisiones de carbono con relación al costo de importación del producto terminado desde una nueva unidad productiva donde el acceso al hidrógeno sea más competitivo.

En este escenario, las regiones con alta oferta de recursos renovables podrán convertirse en polos muy atractivos para radicar inversiones en dichos sectores, lo cual puede impulsar la industrialización de zonas donde por diversos factores no había sido factible.

En particular las principales industrias que suscitan la atención en lo que respecta a esta posibilidad son:

- La producción de fertilizantes con base en amoníaco –
- La industria del acero
- La producción de cemento
- La producción de metanol

En todos los casos se trata de producción que ya existe en su tipo convencional en Argentina, pero cuya producción “verde” podría enfrentar una fuerte demanda en las próximas décadas por lo expuesto precedentemente, lo que podría abrir indudablemente la puerta hacia una transformación sustantiva de la estructura productiva de la provincia con foco en la oferta global de insumos difundidos.

La atracción de estos “nuevos” sectores tradicionales dependerá necesariamente la oferta de hidrógeno (o energías renovables) abundantes y baratas, el esquema del tratamiento de las inversiones que son de muy lenta amortización -aún mayor en este caso por los mayores costos asociados a su producción-, y de la existencia de una política orientada a su exportación que marque un horizonte de previsibilidad.

Aplicaciones del hidrógeno verde en la provincia de TDF

Dado el potencial de la provincia para que se desarrollen proyectos de hidrógeno verde surge, además de la actividad de exportación, la posibilidad de que se desarrollen aplicaciones finales en el territorio de la provincia, que permitan contribuir a la descarbonización de las actividades que se desarrollan en la misma⁷⁴.

En la figura a continuación se muestra el balance energético provincial en miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) para el año 2016⁷⁵.

Tabla 20. Resumen del balance energético de TDF AIAS. Año 2016.

UNIDADES: miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP)	Producción	IMPORTACION	VARIACION DE STOCK	Exportación y bunker	Intercambios provinciales	Resto	OFERTA INTERNA	Centrales Eléctricas	Auto- generador	Planta de Tratamiento de Gas	Consumo propio	CONSUMO FINAL	Residencial	Comercial	Transporte	Agropecuario	Industria	
	OFERTA						TRANSFORMACION (Resta)					CONSUMO						
Gas Natural de Pozo	3405				4122	-19	7508			-7152	-356							
Petróleo	379				-377	0	2				-2							
TOTAL PRIMARIO	3784	0	0	0	3745	-19	7510	0	0	-7152	-358	0	0	0	0	0	0	
Energía Eléctrica	66				5	-9	62	47	19		-1	61	21%	18%			61%	
Gas Distribuido por Redes	7007				-6395	-35	577	-139	-46	7007		392	75%	20%	0%	0%	4%	
Gas Licuado					7	0	7					7	71%	14%	0%	0%	14%	
Gasolina Natural	145				-145	0				145								
Motonafta Total					52	0	52					52			100%			
Diesel Oil + Gas Oil				-25	85	-25	60					60			97%	0	3%	
TOTAL SECUNDARIO	7218	0	0	-25	-6391	-69	758	-139	-46	0	-1	572	313	91	111	0	57	

Resto incluye: Exportación y bunker (-25), No Aprovechado (-2), y pérdidas por (44)

Fuente: Secretaría de Energía

Como punto de partida para el análisis se observa del balance energético lo siguiente:

- El 100% de la producción propia de energía primaria es fósil, siendo 90% gas natural y 10% petróleo⁷⁶
- Del total de energía secundaria disponible la mayor parte se evacua al continente, quedando como oferta interna para consumo el 9,5% del total (572 mil TEP).
- Del consumo final de energía la mayor parte (392 mil TEP, 68,53%) es gas natural por redes.

⁷⁴ En esta sección se analizan usos finales otras aplicaciones industriales se desarrollan en la sección 4.3. y 4.7 del presente trabajo.

⁷⁵ Último balance disponible.

⁷⁶ Bajo el concepto intercambio provincial se presenta la producción realizada en territorio nacional off shore que es procesado en la isla, si se suman la producción de gas propia y nacional suma el 95% de la producción, siendo petróleo el 5% restante.

- Entre las categorías de consumo final quien más energía consume es el sector residencial (54,7% del total, 313 mil TEP), seguidos por el transporte (19,4%), comercial (15,9%) e industria (10%)⁷⁷.

5.1. Disponibilidad de hidrógeno como punto de partida

Para que las aplicaciones del hidrógeno se desarrollen adecuadamente son necesarias 2 condiciones:

- Que exista disponibilidad de la molécula en la isla, lo cual se estima ocurrirá entre los años 2030 y 2050, dada la maduración de los proyectos de este tipo a nivel mundial.
- Que la producción sea a precios competitivos para que su adopción no afecte la economía de las actividades de la isla.

En el informe de prefactibilidad para la producción de hidrógeno para TDF AIAS dio como resultado que para un caso de negocio con 2 GW de instalaciones de electrolizadores se producen 215.227 toneladas de hidrógeno verde al año o 1,2 millones de toneladas de amoníaco verde.

Las 572.000 TEP/año destinadas a distintos usos de consumo final que se utilizan en la isla equivalen a 27.056 toneladas de hidrógeno, lo cual representa el 12,6% del total del caso de negocios analizado. Si bien este es un cálculo a nivel teórico⁷⁸, sirve para dar una idea de la demanda de usuarios finales de la isla en materia de energía y su comparación con los proyectos de hidrógeno de bajas emisiones que se buscar desarrollar. También indica que la aplicación final de que se trate tiene que ser significativa de manera de justificar la inversión para el desarrollo de una cadena logística al interior de la isla para abastecimiento interno.

La otra cuestión mencionada que es fundamental para el desarrollo de las aplicaciones en la isla es el precio al cual se conseguirá el hidrógeno al interior de la isla, el estudio de prefactibilidad para caso de negocio en TDF de hidrógeno verde arroja los valores que se ven en la tabla a continuación.

Tabla 21. Precios del hidrógeno Verde en diversos escenarios en el tiempo. En USD.

	Actual		2030		2050		Precio Objetivo mundial
	Inferior	Superior	Inferior	Superior	Inferior	Superior	
1 USD/ kg de H2	2,8	6,9	2,5	3,4	1,4	2,1	1,0
1 USD/ MMBTU de H2	24,8	60,3	22,0	30,2	12,3	18,4	8,8

Fuente: elaboración propia

A modo comparativo el gas de la cuenca austral para la demanda priorizada se pagó en 2022 entre 2,5 USD/MMBTU en primavera-verano y 3,8 USD/BTU en los meses de otoño-invierno (SE-MECON, 2023), a nivel nacional

⁷⁷ Industria excluye generación de energía eléctrica y tratamiento de gas natural.

⁷⁸ Si se calcula por el lado de la oferta interna los 689 mil TEP de oferta interna equivalen a 32.590 toneladas de H2 al año. Se debe tenerse en consideración que no todas las actividades demandantes de energía son sustituibles por el hidrógeno.

el precio marginal del sistema fue el de importación por barco que ascendió hasta niveles de 41 USD/MMBTU en 2022 siendo en la actualidad de entre 20-23 USD/MMBTU. Se debe tener en cuenta sin embargo que estos precios no contemplan impuestos al carbono alguno, es decir no tienen internalizado el costo de las emisiones de CO₂⁷⁹. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el gas natural es un bien no renovable cuyo stock se irá consumiendo irreversiblemente, mientras que el hidrógeno verde de fuente eólica es renovable, lo cual permite es una ventaja para este último en el largo plazo.

Asimismo, también se debe tener en cuenta que el gas natural en la isla, dadas sus condiciones climáticas, está subsidiado con entre un 50 y un 70% del valor del cuadro tarifario según las características del usuario final (ver punto 5.2.1.).

Teniendo en cuenta estos factores a continuación se detallan las aplicaciones seleccionadas del hidrógeno bajo en carbono y sus productos derivados.

5.2. Estado de la tecnología y las posibilidades de aplicación en la provincia

A modo de introducción a la cuestión se presentan el siguiente cuadro, a los fines de sintetizar el debate de los últimos años sobre aplicaciones del hidrógeno de bajas emisiones y sus aplicaciones.

Tabla 22. Opciones de aplicaciones del hidrógeno bajo en carbono

	Industria	Trasporte	Sector Energetico	Edificios
H2 es mejor opción	· Acero por reducción indirecta (DRI) · Insumos químicos (fertilizantes y otros)	· Aviación larga distancia · Transporte marítimo	Como Back up en generación renovable	Redes urbanas de calefacción con calor residual
Controversial	Calor a alta temperatura	Camiones y buses Aviación corta distancia Trenes	Almacenamiento de energía (dada la existencia de otras opciones)	
Mala idea	Calor a baja temperatura	Autos, vehículos comerciales livianos		Hidrógeno para calefacción en edificios

Fuente: elaboración propia en base a Agora Energiewende and Agora Industry (2021)

Para analizar las distintas aplicaciones de cada subsector⁸⁰ primero se observa el estado del desarrollo de la tecnología actual y su posibilidad de despliegue en los próximos años y luego se lo estudia en el contexto de la provincia de TDF AIAS.

⁷⁹ El gas natural a diferencia de los combustibles líquidos no está gravado con impuestos al dióxido de carbono en Argentina (se lo excluyó de la ley en el debate legislativo), tampoco el usuario de gas natural se le asigna responsabilidad alguna sobre las emisiones de CO₂.

⁸⁰ Las aplicaciones industriales se desarrollan en la sección 4.3. y 4.7 del presente trabajo.

Las aplicaciones relevadas son las siguientes:

- El uso del hidrógeno en edificios
- Blending de hidrógeno en redes de gas natural.
- Hidrogeno en transporte automotor
- Hidrógeno en otros medios de transporte.

5.2.1. El hidrógeno en edificios

a. Calderas y quemadores de hidrógeno para Agua Caliente Sanitaria y Calefacción

El uso de artefactos a gas natural en edificios para calentamiento (Agua Caliente Sanitaria -ACS- y calefacción) y para cocinar representa el 25% de la demanda energía para edificios a nivel mundial. En este sentido la calefacción de edificios es responsable del 10% de las emisiones de GEI a nivel mundial (IEA, 2022).

El camino a seguir para los próximos años en materia de descarbonización de edificios es la sustitución del uso de los combustibles fósiles por otros tipos de energía bajas en carbono. En este sentido, muchos países están prohibiendo la instalación de equipamientos que utilicen combustibles fósiles en los nuevos edificios que se construyan⁸¹ en pos de disminuir las emisiones de GEI del sector a la vez que se mejora la eficiencia energética de los edificios.

Durante el período 2019 a 2020 hubo cierto auge sobre la posibilidad de transformar la infraestructura de gas natural para que comience a utilizar hidrógeno en alguna proporción de manera de ir migrando toda la infraestructura para que esté preparada para aceptar hidrógeno en mayor proporción paulatinamente. Particularmente hubo mucho interés por parte de las distribuidoras de gas europeas en este sentido. También salieron al mercado diversos equipamientos, como cocinas, estufas y calderas listos para operar con hidrógeno. El optimismo, sin embargo, fue menguando dada la existencia de otras tecnologías, ya disponibles comercialmente, que utilizan energía eléctrica que se consideran más eficientes. En noviembre de 2022, se publicó un estudio donde investigadores independientes revisaron 32 estudios sobre hidrógeno y concluyeron que el hidrógeno verde no jugará un rol significativo en la calefacción de hogares ni en forma de reemplazo del gas natural ni en mezclas con el mismo (Rosenow, 2022). La razón de esto es que las pérdidas de energía asociadas a las conversiones, transporte y uso de hidrógeno vuelven ineficientes el uso del mismo necesitando entre 5 y 6 veces más energía en comparación

⁸¹ Algunos países y ciudades que están prohibiendo instalación de nuevo equipamiento son: Austria 2023, Francia 2023, Estado de Nueva York en 2026, Alemania 2026, Irlanda 2026, California 2030.

con las bombas de calor⁸², una de las tecnologías disponibles que utiliza energía eléctrica.

Si bien pueden existir nichos de mercado en edificios ya construidos con infraestructura de gas y/o en climas fríos donde es más difícil la descarbonización, para el año 2030 se estima que la demanda en edificios será entre 0,15 Mt y 2 Mt de H₂ esto significa entre 0,01% y 0,2%, de la demanda global, es decir un monto no significativo (IEA, 2022).

Por lo tanto, una primera conclusión, es que:

Actualmente no se espera que el hidrógeno sea una fuente de calefacción en edificios nuevos.

b. Celdas de Combustibles en edificios

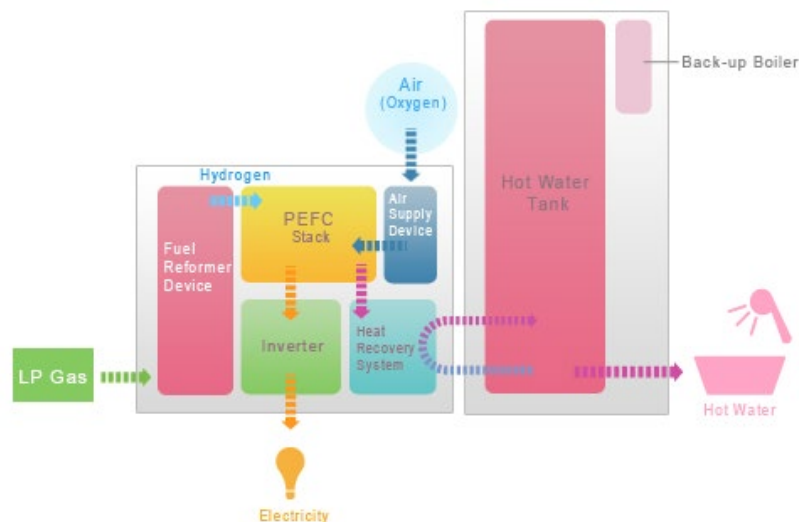
Las celdas de combustibles son equipos que generan calor y electricidad a partir de una reacción electroquímica en su interior⁸³ en su versión estacionaria pueden ser instaladas en edificios. El programa emblema de celdas de combustibles en edificios se llama ENE- FARM y se desarrolla en Japón donde se vienen desplegando celdas de combustibles pequeñas (entre 0.3kW y 1kW) en hogares desde el año 2009, ya llevan instaladas más de 310.000 y piensan alcanzar las 2 millones para el año 2030⁸⁴, las celdas funcionan a gas natural o GLP, como se observa en la figura a continuación y generan calor destinado al agua caliente sanitaria (con almacenamiento) y electricidad⁸⁵.

⁸² El tipo de bombas de calor que son ampliamente utilizadas en Argentina son los aires acondicionados llamados Split, los cuales son fabricados en su mayoría en la provincia de TDF AIAS, dentro de las bombas de calor existen aquellas que proveen agua caliente que puede servir como agua caliente sanitaria y/o para calefacción por radiadores.

⁸³ Las celdas de combustible con oferta comercial son alcalinas, PEM y SOEC.

⁸⁴ Equivalente a 300 MW de potencia instalada. Mientras que Europa tiene instalados 190 MW y Corea del Sur 16 MW (IEA 2022)

⁸⁵ Micro CHP - Micro Heat and Power por sus siglas en inglés.



Fuente: JLPGA

Figura 41. Esquema de celdas de combustibles en hogares

El programa ene - FARM comenzó instalando celdas alcalinas luego instaló celdas PEM y ahora está instalando celdas de Óxido Sólido (SOFC). Las celdas PEM tienen la ventaja que se adaptan mejor a las cargas variables, mientras que las SOFC son más eficientes, pero necesitan estar generando constantemente para no ver afectada su vida útil, debido a esta cuestión las celdas SOFC se instalan en edificios no residenciales⁸⁶. Las celdas convierten el gas natural a través de un reformador a un gas de síntesis con una proporción de hidrógeno, pero aún se observan desafíos técnicos de operar con hidrógeno 100%. En Japón las celdas de combustible como las instaladas cubren hasta el 60% de la energía demandada por los hogares, valor que puede superarse si se las combina con energía solar. Si bien usan combustibles fósiles la ventaja surge por la eficiencia de los sistemas que reducen el consumo energético y por lo tanto las emisiones de CO₂⁸⁷. En Argentina un primer desarrollo de una celda de combustible SOFC a Etanol se está llevando a cabo en un consorcio entre ENERFE SAPEM, CONICET y CNEA⁸⁸.

Los precios de las celdas de combustibles en Japón se han reducido a la mitad en los últimos 10 años pasando de 2 millones de yenes a 1 millón (USD 7.200), siendo las celdas PEM un poco más económicas que las SOFC⁸⁹.

Si el precio sigue reduciéndose, es probable que se sumen a la oferta mundial como solución de energía distribuida en determinados nichos de mercado, aunque es dudoso que sea de amplio uso en los hogares de países

⁸⁶ Hospitales, centro de datos, estadios, supermercados.

⁸⁷ Hasta 1,3 toneladas de CO₂ por año (Panasonic.Biz, 2022)

⁸⁸ <https://www.santafe.gob.ar/ms/enerfe/2021/05/01/celdas-de-combustion-sofc/>

⁸⁹ Adicionalmente hay beneficios fiscales para quienes las compren.

donde existe otra oferta energética disponible y en menor medida aún si el costo de esa energía es muy bajo o llega al usuario subsidiado⁹⁰.

c. Aplicación del hidrógeno en edificios en TDF AIAS

En la provincia de TDF AIAS, dado el clima frío, una infraestructura de gas existente muy desarrollada y los programas de subsidios⁹¹, de la energía consumida por los hogares el 94% corresponde a gas natural y en el caso de los comercios el 87% como se observa en el la tabla a continuación.⁹²

Tabla 23. Consumo residencial y comercial de energía según balance energético provincial. Año 2016. Provincia de TDF AIAS. Miles de TEP.

	Residencial		Comercial	
	TEP	% sobre el total	TEP	% sobre el total
Energía Eléctrica	13	4,2%	11	12,1%
Gas Distribuido por Redes	295	94,2%	79	86,8%
Gas Licuado	5	1,6%	1	1,1%
Total	313	100%	91	100%

Fuente: Secretaría de energía

Según informa ENARGAS en la provincial existían a diciembre de 2021 52.646 usuarios de los cuales el 89,55% distribuidos en proporciones similares entre Rio Grande y en Ushuaia. De los usuarios 24.535 son residenciales y 4.768 son industriales y comerciales pequeños. El consumo unitario residencial total está en torno a los 7.500 m3 anuales.

El usuario con el consumo promedio⁹³ paga una con un valor del gas de 2,2 USD/MMBTU como usuario final.⁹⁴ Este es un precio del gas para los usuarios muy competitivo a nivel mundial, valor que, según las estimaciones actuales, nunca alcanzará el hidrógeno (ver Tabla 50) por lo cual no se prevé su reemplazo en el corto plazo.

Para analizar el reemplazo de gas natural por hidrógeno verde, en el largo plazo en los hogares de la provincia en la Tabla a continuación se observa comparativamente la energía que se necesita para abastecer a los comercios y

⁹⁰ Se recuerda que en Japón a pesar de los esfuerzos desarrollados para el autoabastecimiento energético y su alto nivel de desarrollo económico es importador neto de energía y está previsto que sea importador neto de hidrógeno y sus productos derivados.

⁹¹ Se otorga un subsidio de 50% sobre el cuadro tarifario para consumos residenciales y todos los usuarios del servicio general (Art. 75 ley 25.565 y ley 27.637)

⁹² Se excluyó a la Industria de la tabla porque su consumo de gas no es significativo como usuario final (consume el 4% del gas natural (ver Tabla 59), y porque el objeto de análisis es el consumo en edificios.

⁹³ Valor de tarifa a mayo de 2023 La categoría de usuario promedio es la R2-3, según Resol. ENARGAS 194/23 - Nivel 1 Dec. 332/22.

⁹⁴ Los usuarios tipo 1 que con lo que tiene menor subsidio son alrededor del 41% de los usuarios, los usuarios subsidiados (tipo 2 y 3) pagan por debajo de 1 USD/MMBTU.

hogares de la isla grande de TDF con hidrógeno en comparación con las bombas de calor⁹⁵, tecnología eléctrica disponible que está en ascenso. La eficiencia global de entregar hidrógeno en comercios y hogares es de 0,46 es decir que, por cada kWh generado en el parque eólico llegarían 0,46 Kwh a los hogares, luego de las transformaciones y pérdidas por transmisión. Lo que determina un parque eólico de 1,7 GW solo para abastecer los hogares y comercios de TDF. En cambio, si todos los hogares migrasen a bombas de calor la eficiencia global se eleva a 2,7⁹⁶, necesitando 6 veces menos energía que si se los abasteciera con hidrógeno, lo cual podría lograrse con un parque eólico de 300 MW de potencia⁹⁷.

Tabla 24. Ejemplo de eficiencia comparada calefacción a hidrogeno vs. Bombas de calor para calefacción en sector residencial y comercios.

	Potencia requerida (GW)	Territorio necesario (HA)	Medida	AC/DC conversión	Electró- lisis	Compresión	Trans- misión	Final comercios y hogares	calor efectivo
Hidrógeno			Eficiencia ----->	95%	75%	90%	80%		90%
Verde	1,68	67.249	TEP GWh	729.045 8.479	692.593 8.055	519.444 6.041	467.500 5.437	374.000 4.350	336.600 3.915
Bombas de calor	0,29	11.500	TEP GWh				90% 124.667 1.450	300% 112.200 1.305	336.600 3.915

Nota: 1 TEP= 0,1163 Gwh

Fuente: elaboración propia en base a h2sciencecoalition.com

En el largo plazo en el marco de los proyectos de desarrollo de hidrógeno verde donde se prevé la instalación de varios GW sería posible que posibles excedentes de energía eléctrica de los parques eólicos vinculados a los proyectos puedan ser destinados a abastecer a la red local, a precios muy competitivos y/o que se desarrollen parques eólicos por fuera de los mismos para la electrificación de la calefacción de los hogares. Al mismo tiempo las centrales eléctricas existentes podrían brindar servicio de back up en hidrógeno para que puedan ser utilizadas por las centrales térmicas de la provincia en alguna proporción para estabilizar la frecuencia de la red eléctrica⁹⁸.

⁹⁵ Esta es una comparación de eficiencia energética, por lo tanto, no considera inversiones adicionales para readecuar edificios. Los % establecidos son una extrapolación del análisis realizado por <https://h2sciencecoalition.com/blog/hydrogen-for-heating-a-comparison-with-heat-pumps-part-1/> utilizando datos de generación eólica y producción eólica estimados para TDF.

⁹⁶ Esto se debe a que las bombas de calor usan además de energía el calor disponible en el ambiente, vale aclarar que, aunque el clima sea frío siempre existe calor en el ambiente aprovechable. La eficiencia se mide por el índice Coeficiente de Rendimiento (COP)

⁹⁷ En este sentido la ley 1.471 autorizó el endeudamiento de la provincia por 141,5 millones de USD para llevar a cabo proyectos de transición energética entre los cuales se destaca la construcción de parques eólicos en Rio Grande y mayor eficiencia en la generación térmica.

⁹⁸ Esta es una propuesta teórica, se deberá realizar análisis técnico sobre posibilidades de reconversión de usinas a gas para que acepten cierta proporción de hidrógeno y un análisis de la inserción de energía eólica en la red, para dimensionar luego el almacenamiento necesario.

Otra opción tecnológica refiere a sistemas de calefacción urbana. La tecnología de electrolizadores más eficiente es la SOEC (Solid Oxide Electrolysis Cell) que es una tecnología de electrolización que opera en rangos de temperatura de los 500 a 1.100 °C logrando eficiencia de más del 90%, al combinar energía y calor, si bien es una tecnología que está en las primeras etapas de desarrollo comercial, se están previendo diferentes usos de ese calor entre los cuales está la calefacción urbana como posibilidad, por lo cual podría ser una opción en el futuro para la localidad de Rio Grande la cual será más cercana a las plantas de electrólisis.⁹⁹

Por último, respecto al uso de celdas de combustible en la provincia se estima que como ocurre a nivel mundial sea un negocio de nicho, con alguna posibilidad de desarrollo, pero sin impacto agregado, soluciones como la energía eólica distribuida pueden ser menos costosas dado el recurso eólico existe en la provincia para las regiones sin conexión a las redes o en lugares remoto, evitando adicionalmente gastos logísticos asociados al combustible necesario para las celdas.

5.1.2. Mezcla de hidrógeno en redes de gas natural

a. Estado del arte del blending de hidrógeno en redes de gas natural

A pesar de lo mencionado en el punto 5.1.1. a nivel mundial existen muchas iniciativas para preparar las redes de gas natural para que acepten cierta proporción de hidrógeno que va del 5 al 20%, aunque también existen pilotos que buscan desarrollar redes de gas preparadas para transportar 100% de hidrógeno, con fines industriales. En general las pruebas de mezcla de hasta 20% de hidrógeno en países desarrollados muestran que las infraestructuras de gas no se han visto en riesgo (IEA 2022). Asimismo, se están llevando a cabo esfuerzos para adaptar normas de seguridad y equipamientos para que sea indistinto el uso de gas natural o hidrógeno entre otros obstáculos para ir más allá del 20% de mezcla¹⁰⁰.

Este esfuerzo inicial se realiza bajo la hipótesis de que el blending es una opción de transición energética que se puede incorporar en el corto plazo para avanzar con las metas de transición energética.

Sin embargo, han surgido ciertos reparos y desafíos a la introducción de hidrógeno en la red de gas natural:

⁹⁹ La calefacción urbana está muy extendida en Europa, Rusia y China y es responsable del 8% de la demanda de calor en hogares en 2021 siendo el 90 % abastecido con combustibles fósiles (IEA, 2022), en Argentina, hubo algunos desarrollos pilotos en la localidad de Copahue, provincia de Neuquén a partir de energía geotérmica.

¹⁰⁰ En febrero de 2022 el organismo italiano de normalización emitió los estándares UNI/TS 11854 para calderas de gas con 20% de uso de hidrógeno.

Tabla 25. Problemas y desafíos a resolver en el blending del H2 en redes de gas natural.

Cuestión	Detalle
Densidad volumétrica	La energía volumétrica del H2 es de 1/3 de la del gas natural, y los gasoductos tienen un límite de presión máxima y velocidad de circulación, con lo cual inevitablemente se podrá transportar menos energía por el mismo gasoducto a medida que aumente el blending. Lo que llevará a inversiones a gran escala para aumentar capacidad de transporte y/o establecer infraestructura dedicada a mayor presión y velocidad.
Emisiones de CO2	Desde el punto de vista ambiental se han establecido algunos reparos dado que según estudios realizados un blending del 20% solo reduciría un 7% las emisiones de CO2 (Agora, 2022).
Disponibilidad de hidrógeno para blending	Si bien el blending se propone como una solución de implementación en una primera etapa de la transición energética, un blending del 5% para una red, como por ejemplo la Alemania, absorbería el 40% de la capacidad de electrólisis disponible estimada para el año 2030 (Fraunhofer, 2022), existiendo sectores más intensivos en emisiones que es más útil descarbonizar primero.
Precio	Los actuales precios del hidrógeno llevan a incrementos que dependen del precio interno de cada país en Europa un blending del 20% lleva a incrementos de precio del 30%, pero en países productores como USA y Argentina donde el precio del gas es más bajo dicho incremento será mucho mayor (ver Tabla 57)
Mezcla en la red y posterior separación	Si bien hay cierto consenso de que hasta el 20% el hidrógeno puede ser indiluido en la red, no todos los usos finales aceptan ese porcentaje (ver Tabla 55 a continuación). Adicionalmente, todavía no existen métodos de bajo costo para la separación en destino.
Normativa de seguridad y regulación	Se está trabajando intensamente para generar normativa y regulación específica para su adaptación a diferentes usos en ese análisis surgen desafíos que no se resolverán en el corto plazo y/o que irán evolucionando en el tiempo.
Adaptaciones de infraestructura	Necesariamente para niveles de blending mayores al 10% serán necesario adaptaciones de infraestructura y para blending superior al 20% desarrollo de infraestructura y adaptaciones de todo tipo. El hidrógeno puede deteriorar ciertos materiales constitutivos de las cañerías.

Fuente: elaboración propia

En base a los comentarios de la tabla anterior a continuación se profundizan algunas cuestiones.

En primer lugar, en el cuadro a continuación se detalla las limitaciones actuales del blending en base a las partes componentes del sistema.

Tabla 26. Factibilidad técnica de blending de partes componentes y usos finales¹⁰¹.

Tipo de uso	Equipo	Límite Actual	Límite con ajustes técnicos posibles
Transporte	Cañería	10%	100%
	Compresor	5%	40%
Almacenamiento	Caverna de sal	100%	
	Secador	5%	I+D
	Valvulas	10%	40%
Transporte y distribución	Cromatógrafos		Reemplazo
	Convertidor de volumen	10%	40%
	Medidor de volumen	10%	I+D
Distribución	Caños de plástico (<16 bar)	100%	
	Caños de acero (<16 bar)	25%	100%
	Instalaciones del hogar	30%	I+D
Aplicación final	Motores a gas	10%	30%
	Cocinas, quemadores, calderas a gas	10%	20%
	Vehículos GNC	2%	30%
	Turbinas a gas	1%	30%
	Como insumo (ej. Industrial)		caso x caso

Nota: I+D indica que se necesita más investigación

Fuente: adaptado de Fraunhofer (2022)

La limitación del sistema siempre viene dada en mayor medida por el equipo que menos blending soporta. Descartada la aplicación masiva de blending en edificios y en autos (ver punto 5.1.3) tampoco es deseable para GNC dado que es un motor aún más ineficiente, queda como posible consumidor el sector energético y la industria. Pero como se destaca en la tabla anterior esta cuestión debe ser analizada caso por caso para la industria cuando el gas natural es utilizado como insumo químico (no para quemar). Como se mencionó al no existir aun soluciones de bajo coste para la separación del flujo de la mezcla de gas e hidrógeno que entra en el proceso productivo esto es una complicación. En el caso del sector energético su uso es antieconómico y estará limitado a cuestiones de estabilización del sistema eléctrico basado en fuentes renovables.

Respecto al impacto en las emisiones de CO₂ y disponibilidad de H₂ se destaca que el uso directo de H₂ en aplicaciones industriales como reemplazo de hidrógeno gris/ negro lleva a ahorros superiores de emisiones de CO₂ hasta del 48%, estos sectores compiten entre sí para hacerse de la capacidad de electrolización que estará disponible para el año 2030, ahora bien, si un regulador obliga a un corte con obligatorio de hidrógeno en las redes de gas natural, se dispondrá de menos capacidad de electrolización dedicada a productos que reducen emisiones, lo que a su vez retardará las inversiones en el sector.

¹⁰¹ Nota. La referencia a I+D significa que si bien teóricamente es posible se seguir investigando y haciendo pruebas para que se haga efectivo su uso.

Tabla 27. Ahorro de emisiones por uso final del H2

Uso Final Seleccionado	Reducción estimadas de Emisiones (gCO2 eq/kwh) H2 LHV	% comparado con blending
Blending 20% H2	201	0%
Amoníaco/Refinería (Reemplazo H2 Gris)	235	17%
Barcos	270	34%
Acero DRI c/h2 Verde	298	48%

Fuente: Elaboración propia en base a Fraunhofer (2022)

En el plano normativo se mencionan a continuación una serie de elementos para el establecimiento de un mercado confiable de blending de gas natural e hidrógeno:

- Un marco regulatorio para inyectar hidrógeno en las redes de gas natural para los productores y en materia de operación de redes
- Realizar las modificaciones de regulación de seguridad en redes de gas dado la inyección del hidrógeno.
- Llevar a cabo modificaciones de estándares de calidad en relación a las mezclas y en relación a los usos finales.
- Desarrollar sistemas que certifiquen y garanticen el origen y trazabilidad de las mezclas de hidrógeno.
- Desarrollo de mercado de contratos de provisión competitivos

Los principales países emisores de CO2 están trabajando activamente para generar la regulación correspondiente. Particularmente la Unión Europea elaboró una propuesta para el desarrollo no solo del blending con hidrógeno sino también con otros gases como el biometano y el metano sintético¹⁰². Asimismo, las distribuidoras de gas natural y sus entidades vinculadas, fabricantes de equipos y demás integrantes de la cadena de suministro del gas natural, están trabajando en este sentido. Entendemos que la normativa se desarrollará adecuadamente, los desafíos pasan por saber si su efecto sobre las emisiones y su eficiencia serán significativos.

b. El blending de gas natural en TDF AIAS y en Argentina

El desarrollo de la infraestructura de gas en la provincia de TDF AIAS es adecuada a la intensidad de su uso y como ya se indicó está principalmente destinada al consumo hogareño. La extensión de cañerías que compone el Sistema de Distribución de gas natural de la licenciataria en 2019 alcanzó los 17.846 km. Los desafíos que a los que se enfrenta el blending de hidrógeno en redes de gas natural en la Isla grande de TDF y en nuestro país, presentan

¹⁰² [REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO relativo a los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno](#)

muchas de las características que el punto anterior, aunque con algunos matices y desafíos propios que se analizan a continuación:

- I- **Posibilidades de blending:** en Argentina no existe normativa específica para blending de hidrógeno con gas natural. La norma NAG- 602¹⁰³, establece las características técnicas básicas del gas natural de cumplimiento para Productores, Transportistas, Distribuidoras, Subdistribuidoras, Almacenadores u otro actor que se incorpore en la industria del gas, para garantizar la calidad del producto entregado a los consumidores. Analizando dicha norma en su artículo 5 se puede inferir que el índice de wobbe (IW) sale de rango entre si se introduce más del 10% de H₂, con lo cual ese podría ser un primer umbral a superar para el cual se requiere nueva regulación.
- II- **Modificaciones de infraestructura:** el hidrógeno puede afectar los gasoductos acortando su vida útil, mediante un proceso de fragilización. Este es un proceso que se da cuando los átomos de hidrógeno penetran y se sitúan en posiciones preferenciales de la estructura del material, modificando sus propiedades físicas y su comportamiento mecánico. El resultado es una pérdida de ductilidad que hace que el material sea más frágil y más susceptible a la rotura. El deterioro puede ser silencioso, ya que debilita el material lentamente y sin signos claros del daño, lo que a menudo conduce a un fallo crítico (Parker, 2020).¹⁰⁴ En Argentina y en TDF en particular se debe evaluar los materiales de los gasoductos para ver los efectos de la fragilización como parte del proceso de preparar los gasoductos para un futuro blending de hidrógeno. Algunos estudios indican que aceros API 5L X60, X65 y X70¹⁰⁵, son susceptibles de fragilización por hidrógeno. En Argentina los gasoductos troncales entre ellos el gasoducto San Martín están construidos en acero API 5L X70, así como el Gasoducto Néstor Kirchner en construcción. Siendo de competencia nacional la regulación de la industria del gas, se recomienda que se trabaje conjuntamente con el ENARGAS y las distribuidoras troncales para visibilizar problemas de estas cañerías y trabajar en su solución de manera de crear una oportunidad de negocio en blending de gas natural, como punto de partida para trabajar en otros segmentos como son los gasoductos regionales y las redes de distribución.
- III- **Desarrollo de infraestructura de cañerías:** en relación al punto anterior en Argentina tiene la particularidad de tener su sistema de transporte por gasoductos saturado, dada la expansión de la producción vinculada al yacimiento vaca muerta, por esta razón en el mes de febrero de 2022 se

¹⁰³ <https://www.enargas.gov.ar/secciones/normativa/pdf/normas-tecnicas/NAG-602.pdf>

¹⁰⁴ https://www.parker.com/content/dam/Parker-com/Literature/Instrumentation-Products-Division/Technical-Articles/Abordando_el_desaf%C3%ADo_de_la_fragilizaci%C3%B3n_por_hidr%C3%B3geno_en_la_metalurgia_ES.pdf

¹⁰⁵ Otro ejemplo lo constituye el gasoducto Néstor Kirchner que se está construyendo con acero API 5L x70, como otros gasoductos de licitación reciente.

estableció un plan de obras para desarrollar la capacidad faltante y prever el crecimiento del sistema¹⁰⁶. Desde el punto de vista del desarrollo de mercado del blending se deberá tener presente la capacidad de transporte disponible del sistema. En relación a TDF AIAS el gasoducto San Martín se encuentra al tope de su capacidad de transporte en un tramo a la altura de Santa Cruz.

IV- Precios: el precio del gas natural local en argentina es muy competitivo, para todos los segmentos de usuarios, sin embargo, durante los meses de invierno se debe importar GNL vía barco y por ductos desde Bolivia, esto genera que el precio promedio del sistema este muy por debajo del precio marginal. Del cuadro a continuación se muestra el valor promedio del gas para la industria durante el año 2022 y se incorpora hidrógeno con precios de 2030, 2050 y el precio objetivo mundial.

Tabla 28. Precio Gas Natural para la industria. Promedio ponderado para Argentina 2022 en USD/MMBTU.

	Reducción de emisiones CO2	2030		2050		Precio Objetivo mundial	
		Precio	Var% Precio	Precio	Var% Precio	Precio	Var% Precio
1 kg de hidrógeno		3,0		1,8		1,0	
1 MMBTU Hidrógeno		26,3		15,8		8,8	
Precio local promedio simple 2022 industria		3,6		4,7		4,7	
Blending 5%	1,75%	4,7	32%	5,2	12%	4,9	4%
Blending 10%	3,50%	6,9	46%	6,3	20%	5,3	8%
Blending 20%	7,00%	10,8	56%	8,2	30%	6,0	13%

Nota: 2050 supone un precio local para industrias 30% mayor

Fuente: elaboración propia

Se nota que para 2030, bajo el supuesto que se mantengan los precios actuales un blending del 10% incrementa un 46% los precios del gas natural para Argentina¹⁰⁷, lo cual se entiende vuelve inviable hacer una inyección sistémica a través del estableciendo de una cuota para el hidrógeno verde, para el año 2050 si bien se atenúa¹⁰⁸ esta cuestión, nótese que una inyección del 20% incrementa los precios un 30%. El único escenario donde se vuelve razonable la inyección a nivel sistema con cuotas obligatorias es cuando el precio del hidrógeno alcance 1 USD/KG, donde el blending del 20% genera un incremento de precios del 13%. Dado que no es posible el establecimiento de cuotas o cortes obligatorios, una

¹⁰⁶ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/257278/20220209>

¹⁰⁷ Los precios son más bajos para residenciales, comercios a industrias pequeñas, además como ya se destacó hay grandes regiones del país con subsidios por considerarse zonas frías.

¹⁰⁸ Esto siempre y cuando se cumplan las estimaciones de que el precio del gas natural aumente y disminuya el precio del H2 según lo previsto.

propuesta posible es establecer un mercado voluntario de “gas natural Blending y/o hidrógeno verde contractual”, el cual se analiza a continuación.

V- Desarrollo de mercados voluntarios de gas natural blending.

Dada la inviabilidad de establecer una cuota de hidrógeno general en el sistema dado el impacto en el precio, se destacan 2 vías alternativas. La primera, necesaria para generar la demanda inicial, pero no sostenible en el tiempo por las razones de precio expuestas el punto anterior y una segunda opción un mercado voluntario que es la más sustentable en el tiempo, aunque su tamaño en nuestro país puede ser limitado.

- ***Incentivo directo en normas de promoción:*** el blending en gasoductos en proyectos pilotos¹⁰⁹ es una forma rápida de monetizar la producción de hidrógeno en cualquiera de sus formas, mientras no exista infraestructura adecuada de exportación y/o almacenamiento bajo las siguientes condiciones:
 - En las primeras etapas de los proyectos
 - Por un plazo determinado
 - Por un precio regulado para permitir recuperar una proporción de los costos de los proyectos, por ejemplo, se podría utilizar el precio marginal de la importación de GNL por barco¹¹⁰.
 - Los proyectos deben tener como destino final desarrollar producción a escala de hidrógeno bajo en carbono o sus vectores y/o destinado a exportación o a determinadas aplicaciones que lo demanden.
 - Estos proyectos se deben llevar a cabo siempre y cuando un estudio técnico determine la capacidad de inyección en el sistema por debajo de los umbrales de seguridad y exista capacidad de transporte en la red.

Si este fuera el caso la inyección a gasoductos por un plazo determinado podría funcionar como un “pull de demanda” de hidrógeno bajo en carbono, atenuando los costos de su desarrollo, para luego ser redirigidos a los verdaderos usos finales del mismo.

- **Mercado voluntario de “gas blending o hidrógeno verde contractual”:** estos son conocidos como “Contratos de Gas verde”¹¹¹ y ya se están aplicando para el biometano en Europa. En este caso el consumidor voluntariamente paga un precio más elevado como si consumiera hidrógeno verde o un blending de gas natural e hidrógeno, generalmente por un tiempo determinado. Esto permite que el productor inyecte al sistema su producción de hidrógeno verde. El cliente continuará consumiendo gas natural con un pequeño porcentaje de hidrógeno presente en el sistema, pero lo que estará pagando posibilitará la inyección del hidrógeno verde y la descarbonización de ese usuario particular. Esta

¹⁰⁹ Deben tener una determinada escala mínima para que sea viable inyectar a la red lo producido.

¹¹⁰ Así como CAMMESA permite que cierta inyección en el sistema de energía eléctrica producida a partir de biogás, biomasa y/o RSU a precios muy por encima de la media-.

¹¹¹ <https://www.engie.co.uk/zero-carbon/green-gas>

cuestión es asimilable en alguna medida a los Mercados a Término de Energía Renovable¹¹². Obviamente que como se mencionó a lo largo de este apartado habrá limitantes de la cantidad de contratos que se podrán hacer por razones de infraestructura disponible¹¹³ y el precio elevado es una limitante severa en el presente, por lo cual se podrían establecer incentivos fiscales en este sentido. Este tipo de desarrollo permitirá organizar negocios de nicho donde el consumo de gas sea una pequeña proporción de los insumos para producir con lo cual su sustitución no conlleva a un deterioro de las finanzas de la parte consumidora. También existen casos de empresas que no son usuarios intensivos de gas pero que por mandato de sus casas matrices tienen obligación de llevar a cabo su descarbonización. Para establecer este mercado la autoridad regulatoria, actualmente el ENARGAS, deberá establecer regulaciones precisas y adoptar certificaciones de H2 adecuadas¹¹⁴.

c. Conclusiones y recomendaciones

Luego del recorrido realizado surge la consideración de si el blending es útil al proceso de descarbonización y si vale la pena su desarrollo en Argentina y TDF. En este sentido, previo a plantear las propuestas está claro que:

A nivel país:

- **Disponibilidad de molécula:** que existan moléculas de hidrógeno verde para inyectar en el sistema de manera relevante llevará varios años, aunque se entiende que ocurrirá entre los años 2030 y 2050, razón por la cual se entiende que será posible preparar normas, certificaciones y sistemas e infraestructura para que acepten mayores proporciones de hidrógeno verde, en ese plazo.
- **Infraestructura:** en adelante las obras de gas natural que se vayan a realizar tanto de ampliación del transporte, así como redes y como así también equipos deben empezar a readecuarse para una red donde exista al menos 20% de hidrógeno verde o mayor, la no realización de modificaciones mínimas implica que no se podrá elevar el 10% anual, adicionalmente se perderán oportunidades de negocios en la fabricación de equipos vinculados a hidrógeno.
- **El uso de blending:** a diferencia de los planteado para el caso europeo, el blending de gas natural e hidrógeno verde, no es solo una solución de corto plazo sino también, para un país con la infraestructura de gas de Argentina, podrá ser una solución de largo plazo si se adoptan

¹¹² En este mercado el demandante consume energía del sistema, pero posee un contrato directo con el producto por un plazo determinado por lo que paga diferenciado entre producción y transporte.

¹¹³ Como también ocurre con los mercados a términos de energía renovable en Argentina cuyo crecimiento está limitado por la disponibilidad de capacidad de transporte.

¹¹⁴ Por ejemplo, el ENARGAS ya estableció regulación para inyectar biometano en la red.

mecanismos como los planteados, que servirán para descarbonizar a una proporción de usuarios (no residenciales).

- **Precios:** los precios del hidrógeno tendrán un recorrido a la baja durante las próximas décadas, lo cual volverá más accesible el blending y/o consumo de H₂ mediante contratos. Adicionalmente existirán incentivos para que las exportaciones de los productos argentinos sean bajas en carbono dado que muchos de los países destino establecerán mecanismos de impuestos para el carbono, lo cual irá en desmedro de las actividades no descarbonizadas.
- **Hogares, comercios a industrias pequeñas:** estos sectores irán migrando a tecnologías que no sean intensas en carbono, con lo que el consumo de gas disminuirá a lo largo del tiempo, (aunque no desaparecerá), el camino será la electrificación de estos sectores.

En la provincia de TDF AIAS:

- **Es importante avanzar en el diagnóstico de la infraestructura gasífera y su relación con el hidrógeno:** como futura provincia productora de hidrógeno verde de fuente eólica es importante tener claro si la red podrá vincularse de a los proyectos de hidrógeno que se desarrollen, esto permitirá ver necesidades de readecuación a la misma.
- **Aumento de la capacidad de transporte:** será necesaria en el futuro si se desarrolla el mercado voluntario del hidrógeno en Argentina y/o con países vecinos.
- **Hogares y comercios:** al igual que ocurrirá a nivel nacional los hogares deberán ir migrando hacia consumos menos intensivos en carbono, siendo la electrificación la primera opción, se deben arbitrar los medios para que se contemple que los mismos subsidios que existen al gas natural existan para la electrificación de los hogares.
- **Generación eléctrica térmica:** si bien la provincia debe avanzar hacia la mayor inserción eólica posible en su sistema eléctrico, en algún punto, cuando se desarrollen los proyectos y si perduran las limitaciones de interconexión existentes actualmente con el continente, una solución que se deberá explorar es la posibilidad de que las centrales térmicas de la provincia acepten cierta proporción de mezcla de hidrógeno y gas natural.

5.1.3. Hidrógeno en transporte automotor

En el presente apartado se analiza brevemente el mercado del hidrógeno en el transporte automotor. En primer lugar (punto a) se expone a nivel mundial la situación actual del mercado de autos eléctricos, partiendo de una actualidad dominada por los autos eléctricos a batería (BEV), se presentan los diferentes segmentos del mercado que están en transición energética. Luego se presentan los datos del mercado de autos eléctricos a celdas de combustible, que son

potenciales demandantes del hidrógeno verde, objeto de interés de este apartado. En el punto b. se describe la situación del mercado en Argentina y en particular en la provincia de TDF AIAS y se efectúan conclusiones y recomendaciones.

El mercado de la electromovilidad incluye entre los desarrollos 2 tecnologías principales:

- **Los vehículos de hidrógeno a celda de combustible (FCEV¹¹⁵)**, objeto de nuestro análisis, que generan electricidad mediante la reacción de oxígeno e hidrógeno.
- **Los vehículos que centran su motorización eléctrica vinculada al uso de baterías.** Entre estos se encuentran:
 - Vehículos a Batería (BEV): estos son 100% eléctricos y enchufables
 - Vehículos híbridos: estos combinan un motor eléctrico y uno de combustión interna, a su vez pueden ser divididos en:
 - **HEV:** cuya batería se recarga principalmente durante el frenado (en el denominado freno regenerativo, recuperando parte de la energía al hacer funcionar al motor como un generador eléctrico.¹¹⁶
 - **PHEV:** a diferencia de los anteriores también pueden ser enchufados.

a. El estado del mercado y desarrollo a nivel mundial

I. Los autos eléctricos (BEV y PHEV) dominan el mercado

En el año 2022 las ventas de autos eléctricos, sin incluir híbridos no enchufables (HEV) ni autos ni de celdas de combustibles (FCEV), alcanzaron los 10 millones de unidades vendidas, siendo el 14% de las ventas totales a nivel mundial¹¹⁷. En el año 2023 se espera que esta cifra se eleve a 14 millones y totalicen el 18% de las ventas (IEA, 2023). La mayor parte de las ventas se están llevando a cabo en China (60%), Europa y Estados Unidos, también hay signos de crecimiento fuerte en los principales mercados emergentes (IEA, 2023). Actualmente hay 26 millones de autos eléctricos circulando.

Además del mercado de autos (PLDV¹¹⁸), hay otros 2 segmentos relevantes en lo que refiere a vehículos de 4 ruedas, los de vehículos comerciales livianos (LCV, por sus siglas en inglés) que ascendió a 310.000

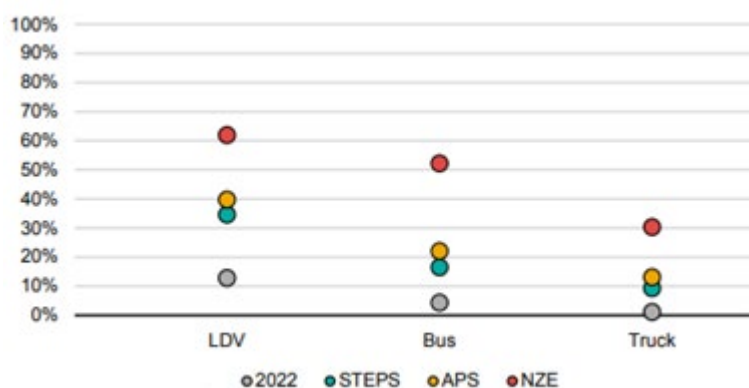
¹¹⁵ Fuel Cell Electric Vehicle por sus siglas en inglés.

¹¹⁶ También existe la categoría MHEV donde un motor eléctrico asiste a un motor de combustión interna, sin embargo, no se ha contemplado como promocionable por el proyecto de ley de movilidad en Argentina.

¹¹⁷ Se destaca que en 2021 eran el 9% y del 5% en 2020.

¹¹⁸ Estas siglas corresponden a Passenger Light Duty Vehicle, que significa Vehículo de para pasajeros liviano, al que nos referimos como autos

vehículos (+90%) en 2022 y el sector de transporte pesado (HDV¹¹⁹), en el año 2022 se vendieron 66.000 buses eléctricos 60.000 camiones (medianos y pesados), siendo actualmente el 4,5% de los buses y el 1,2% de los camiones livianos son eléctricos, ampliamente liderado por China (80% de la ventas de buses y 85% de las ventas de camiones). En el cuadro a continuación se detalla la participación del mercado proyectada para el año 2030 para los diferentes segmentos de mercado y diferentes escenarios. Como se observa los vehículos livianos (PLDV y LCV) eléctricos tendrán una participación del mercado que como mínimo será del 35%, que podría llegar al 60% en el mejor escenario (NZE). En el mismo sentido buses y camiones (HDVs) se proyectan en torno al 20 y el 50% en buses y entre el 8% y el 30% en camiones.



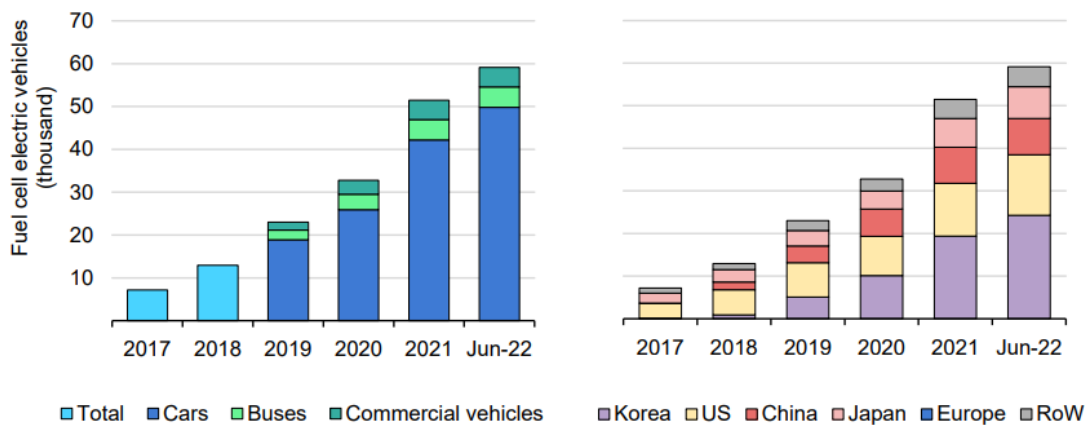
Fuente: IEA (2023)

Figura 42. Participación de en las ventas totales de autos eléctricos por segmentos para diferentes escenarios.

b. Los vehículos a celda de combustible en el mercado global

Actualmente la demanda de hidrógeno para el transporte con autos, buses y vehículos comerciales representa el 0,03% de la demanda total de hidrógeno y un ínfimo 0,003% de la energía que se consume en transporte a nivel mundial (IEA, 2022). Cuatro países y Europa concentran la mayoría de autos, mientras que China tiene el 85% de los buses (4.100 unidades en 2021) y el 95% de los camiones a hidrógeno que funcionan con celdas de combustible (4.300 unidades en 2021). Si bien actualmente hay mayor cantidad de autos a hidrógeno que vehículos comerciales y pesados la mayor parte del uso del hidrógeno y sus productos derivados en el transporte proviene de estos últimos dado que tienen mayor uso y consumo.

¹¹⁹ Heavy duty Vehicle



Fuente: IEA, 2022

Figura 43. Stock de vehículos de Celda de combustibles (FCEV) por tipo y región

Si bien las empresas automotrices continúan invirtiendo en proyectos de desarrollo de autos con celdas de combustible, hay consenso y cifras de mercado, como las expuestas en el apartado anterior de que en el transporte de corta distancia es más eficiente mediante electrificación y que la verdadera utilidad del hidrógeno sería en el transporte pesado de larga distancia donde la electrificación masiva todavía no es posible debido al tamaño de las baterías involucradas y su recarga, aunque esta cuestión también está en debate y existe competencia con los vehículos eléctricos. A continuación, se muestra una lista de iniciativas en autos que funcionan con celdas de combustible y proyectos de transporte de larga distancia, asimismo existen múltiples consorcios que impulsan la investigación y el desarrollo de infraestructura de recarga necesaria¹²⁰. En contraste con este gráfico en 2022 existían 500 modelos en todo el mundo de autos eléctricos BEV y PHEV (IEA, 2023)

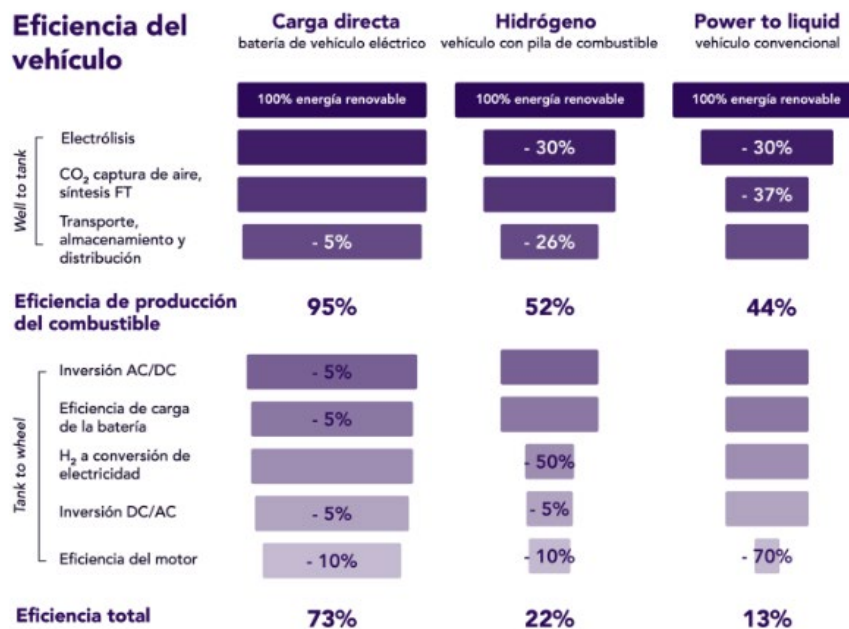
A modo de conclusión para este apartado de muestran los desafíos que enfrenta el uso de hidrógeno para transporte en general:

- **Disponibilidad de molécula y precios competitivos:** dado que aún no existe producción significativa de hidrógeno verde los FCEV utilizan hidrógeno gris como combustible, no está previsto que se disponga de suficiente hidrógeno en los próximos años, lo cual es una limitante severa para que la tecnología sea efectivamente de bajas emisiones. Adicionalmente su distribución eficiente también será un desafío. Por último, si los costos de producir hidrógeno verde y de la tecnología de celdas de combustible no disminuyen su costo continuará siendo una limitante para que el mercado crezca.
- **Desarrollo de infraestructura de carga:** en los países donde se venden autos de celdas de combustible, si bien el desarrollo de infraestructura de carga se va incrementando año a año, como actualmente el 80% de los vehículos fuera de China son autos, la mayor parte de las estaciones de

¹²⁰ Comparativamente d

recarga son a 700 BAR y/o 350 bar para buses, los camiones en cambio necesitarán presión a 700 bar, pero mayor volumen para que las cargas sean eficientes en tiempo (IEA 2022). Esta tecnología está aún en desarrollo.

- **Eficiencia energética:** como se observa en la figura a continuación las pérdidas de eficiencia en comparación con la electrificación deben tenerse muy presentes.



Fuente: h2sciencecoalition.com

Figura 44. Eficiencia del uso de energía eléctrica en vehículo según diferentes tecnologías

La pérdida de eficiencia en las conversiones de energía lleva a que se necesite hasta 3 veces más electricidad disponible para los vehículos de celda de combustible y el resultado es peor con los combustibles sintéticos.

Todas estas restricciones, indican que:

El hidrógeno en lo que respecta a transporte automotor por ahora continuará a nivel mundial siendo un producto de nicho sin impacto significativo en el mercado. Descartado en gran medida su desarrollo para vehículos ligeros, queda por determinar si tendrá algún impacto significativo en el transporte pesado en el futuro.

5.1.4. Otros medios de transporte

Los otros tipos de transporte donde se ha planteado la descarbonización mediante la adopción del hidrógeno y sus productos derivados son:

- Trenes
- Aviación

- Transporte marítimo

A continuación, se hace un breve comentario sobre las tecnologías y recomendaciones en relación al hidrógeno en aviación y transporte ferroviario, partiendo de las necesidades de la provincia al respecto. Luego se realiza un análisis inicial de la actividad portuaria de TDF AIAS y estudiando luego las tecnologías en pugna por posicionarse para el reemplazo de combustibles fósiles.

a. Transporte ferroviario

La provincia cuenta con una sola línea férrea que es utilizada con fines turísticos llamada actualmente “Tren del fin del mundo”¹²¹ cuyo recorrido es de 7 Km y siendo el servicio prestado por 5 locomotoras de las cuales 3 son a vapor y 2 son con motorización diésel, aunque todas queman combustible fósil para su funcionamiento. Si bien el consumo es muy poco significativo a nivel provincial su descarbonización puede tener ser utilizado con fines demostrativos y educativos para la provincia de manera de promocionar el proceso de descarbonización tanto para los turistas que provienen del resto del país como de otras partes del mundo. Respecto al hidrógeno, sin embargo, ocurre exactamente lo mismo que en los autos: en recorridos tan cortos la electrificación parece ser una mejor opción y solo en recorridos largos, tiene sentido su reemplazo con celdas de combustible a hidrógeno (IEA 2022). Aunque en este caso, al ser un proyecto demostrativo juegan otros factores además del económico por lo cual a continuación se enuncian algunas alternativas de descarbonización:

- Volviendo a los orígenes del tren se debería analizar la posibilidad de que funcione con biomasa de origen sustentable¹²², por ejemplo, pellets de madera, en este sentido existen antecedentes en Argentina de su uso al menos de manera experimental¹²³ en locomotoras.
- Alternativamente se podría incorporar un tren con celda de combustible a hidrógeno, siempre supeditado a que esté disponible la molécula en la isla, que alimente un motor eléctrico y baterías.
- Una tercera opción es un tren eléctrico en sus diferentes formas.

b. Aviación

¹²¹ <https://www.trendelfindelmundo.com.ar/es/>

¹²² Recientemente se ha realizado un estudio sobre la posibilidad de producción de pellets de lenga con material de descarte de aserraderos:

<https://www.ciefap.org.ar/index.php/component/phocadownload/category/59-informes-de-avance?download=405:analisis-de-residuos-de-lenga-en-la-industria-forestal-y-posibilidad-de-valorizacion-como-pellets-de-madera>

¹²³ La propuesta ha sido realizada por los mismos ingenieros que contribuyeron al desarrollo del tren del fin del mundo. https://www.cytod.org/sites/default/files/presentacion_webinario-shaun_mc_mahon_2021_compressed_1.pdf

La conectividad aérea es clave para la provincia, tanto para el turismo receptivo como para sus habitantes que utilizan este medio para transportarse al resto del país.

El aeropuerto de Ushuaia tuvo en promedio mensual para el año 2022 de 85.000 pasajeros siendo el octavo aeropuerto con más pasajeros de Argentina, llegando a ser el quinto en importancia en el mes de enero de 2023 con 135.000 pasajeros, y con 857¹²⁴movimientos fue el séptimo aeropuerto con más vuelos (ANAC, 2023). El Aeropuerto de Rio Grande por su parte ocupa el puesto 25 de entre 39 aeropuertos relevados por ANAC con 10.000 pasajeros mensuales. Este movimiento implica consumo de aerokerosene para los aviones significativo.

Tabla 28. Ventas de Aerokerosene en el año 2022

Provincia	Consumo (m3)
Buenos Aires	594.280
CABA	551.097
Córdoba	47.334
Neuquen	36.330
Mendoza	31.248
TDF AIAS	28.450
Salta	19.869
Santa Fe	18.633
Misiones	8.986
Resto	80.902
Total	1.417.129

Fuente: Secretaría de Energía

Como se observa en el cuadro a la izquierda TDF AIAS es la sexta provincia en nivel de ventas de aerokerosene. Aunque debe destacarse que la mayor parte de las ventas se realizan en Buenos Aires (Ezeiza) y CABA (Aeroparque) por cuestiones de logística. Razón por la cual el consumo real atribuible a las rutas que van hasta TDF AIAS es mucho mayor que las ventas de combustibles que se realizan en la isla.

Respecto al uso de hidrógeno en aviación a nivel mundial se están desarrollando, por un lado, combustibles sintéticos verdes, muchos derivados del hidrógeno, los cuales todavía no están disponibles comercialmente, aunque existen múltiples proyectos de demostración y en

2030 podrían estar produciendo alrededor de 2.000 millones de litros al año, equivalente al 1% de la demanda global de combustibles para aviación en 2021 (IEA, 2022). Los combustibles de aviación sostenibles (SAF por sus siglas en inglés) están siendo incentivados fuertemente en algunos países como USA¹²⁵ y su desarrollo se encuentra muy avanzado, aunque su precio aún no es competitivo aún (IEA, 2022). En materia de tecnología de motorización si bien existen desarrollos para utilización de hidrógeno en aviones todavía dichas tecnologías no han madurado suficiente y el foco está puesto en el e-kerosene. En este sentido la Comisión europea propuso cortes obligatorios incrementales hasta el año 2050. Entre los desafíos tecnológicos para la obtención de los combustibles sintéticos para aviación se encuentra la búsqueda de fuentes sustentables de CO2, cuestión que aún no puede ser resuelta a bajo coste.

¹²⁴ Solo superado por Aeroparque, Ezeiza, Córdoba, Salta, Bariloche y Mendoza y superando a Iguazú.

¹²⁵

<https://afdc.energy.gov/laws/13160#:~:text=Producers%20of%20SAF%20are%20eligible,up%20to%20%240.50%20per%20gallon.>

En cualquier escenario, tanto Argentina como la provincia de TDF AIAS adoptarán las tecnologías de aviación que se impongan en el mercado a futuro. Las posibilidades de la provincia respecto a esta aplicación surgirán si primero logra convertirse en productora de hidrógeno verde en gran escala. Esta será una condición necesaria, pero no suficiente para que en el futuro exista la posibilidad concreta para la fabricación de combustibles de aviación basados en hidrógeno a partir de hidrógeno verde que se produzca en la isla. Sin embargo, si esto ocurre, será en el largo plazo.

c. Aplicaciones marítimas

El sector marítimo está entre los más difíciles de descarbonizar, siendo los combustibles derivados del hidrógeno una oportunidad de aplicación clave y concreta. Actualmente existen más de 100 proyectos de demostración que utilizan hidrógeno y sus derivados, las principales compañías navieras están firmando alianzas estratégicas para asegurar el abastecimiento de estos combustibles en todo el mundo (IEA 2022).

Al igual que ocurre en la aviación los combustibles sintéticos para la descarbonización del sector marítimo no están disponibles comercialmente aún, pero se estima que para 2030 la disponibilidad de 4,8 millones de toneladas de hidrógeno equivalente en un escenario de desarrollo intermedio¹²⁶ (IEA, 2022).

De los proyectos pilotos en marcha a marzo de 2022 un total de 45 se enfocaban en hidrógeno, 40 en amoníaco y 25 en metanol como combustible, siendo los proyectos grandes enfocados en amoníaco, los más pequeños en hidrógeno y los intermedios en metanol. Durante la primera mitad de 2022 se emitieron órdenes de compra de 66 buques preparados para amoníaco y 5 para metanol.

De entre los combustibles para buques alternativos disponibles el metanol es el que posee mayor desarrollo en términos comparativos con el hidrógeno y el amoníaco. El metanol tiene una mayor densidad energética que lo vuelve viable para viajes marítimos de larga distancia. Y a diferencia del hidrógeno y el amoníaco el metanol es un líquido a temperatura ambiente y es mucho menos tóxico que el amoníaco, el desafío pasa al igual que con la aviación por las fuentes sustentables de dióxido de carbono y su costo.

Los desafíos tecnológicos del desarrollo de buques con combustibles derivados del hidrógeno están siendo abordados por un estudio que se está realizando de manera paralela al presente en un convenio entre CFI y FIUBA para la provincia de TDF AIAS, a los fines de no duplicar esfuerzos el enfoque que se aborda a continuación podrá servir como punto de partida de la provincia en relación al sector marítimo.

En el cuadro de la izquierda se detallan los movimientos de buques del puerto de Ushuaia como aproximación a la actividad marítima y portuaria de la

¹²⁶ Escenario APS, que es un escenario basado en los compromisos asumidos por los gobiernos en la actualidad.

Tabla 29. Buques en puerto de Ushuaia. Año 2022.

Tipo	Cantidad
Pasaje	309
Pesca	49
Carga	21
Reefer	0
Militar	12
Científico	10
Apoyo	0
Tanque	33
Otros	41
Total	475

Fuente: DPP TDF AIAS

provincia y punto de partida para vislumbrar el desarrollo de proyectos vinculados a esta aplicación. Como se observa la actividad de buques viene siendo liderada por buques de pasaje, que con aquellos que transportan más de 12 pasajeros. En lo que respecta a cruceros la temporada se extiende de septiembre a abril donde recalán en el puerto alrededor de 500 cruceros que se dividen entre los que tienen a la capital fueguina como parte de sus rutas por el Atlántico Sur, y los que realizan viajes a la Antártida. El total de pasajeros y tripulación que llegan por este medio supera alcanzó los 356.000. En relación al resto de las actividades productivas se destaca que el puerto de Ushuaia movilizó en el año 2022 18.714 contenedores, y 12.272 toneladas de pescado que en su mayoría fue pescado congelado. Este nivel de cargas representa menos del 50% del que se realizaba 10 años atrás. Por último, se destacan los servicios vinculados a la logística antártica en lo cual existe un especial interés en su desarrollo futuro por la especial localización de Ushuaia respecto del mencionado continente. En este sentido se están viabilizando acciones conjuntas entre el Estado Nacional y la provincia para su desarrollo¹²⁷.

En lo que respecta al uso del hidrógeno en aplicaciones marítimas en la provincia se observan 3 aspectos relevantes:

Cruceros: al igual que ocurre con la aviación en algún momento en el futuro, los cruceros que recalán en la isla estarán preparados para abastecerse de combustibles bajos en carbono y por lo tanto para mantener ese sector turístico en marcha será necesario readecuar la infraestructura portuaria para readaptarla a las necesidades de los buques que utilicen dichos combustibles.

Provisión de combustibles: como ya se comentó en el caso de la aviación es una condición necesaria que la provincia desarrolle proyectos de hidrógeno y sus derivados para que pueda ser proveedora de los combustibles que se consuman en la isla (se recuerda que actualmente la provincia importa los combustibles líquidos que consume). En el caso particular de la navegación marítima dado que los proyectos de hidrógeno están orientados actualmente a la producción de amoníaco el desarrollo de buques que consuman dicho combustible puede ser una ventaja a futuro para la provincia.

¹²⁷ Un resumen del proyecto de polo logístico antártico puede verse en: <https://www.marambio.ag/polologisticoantartico.html#:~:text=El%20proyecto%20incluye%20un%20muelle,ser%C3%A1%20de%20la%20Armada%20Argentina>, estando las obras de su primera etapa en ejecución: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/taiana-superviso-las-obras-en-la-nueva-base-naval-integrada-de-ushuaia>

Logística antártica: dada la vigencia del Protocolo al Tratado Antártico sobre Protección del Medio Ambiente¹²⁸, la descarbonización de la logística antártica debe ser una prioridad para todos los países que forman parte del tratado. Teniendo en cuenta la posición de la isla grande de Tierra del Fuego y de Ushuaia en particular, respecto al continente esto representa una oportunidad que debe ser aprovechada, tanto para el desarrollo de pruebas pilotos como para acelerar el desarrollo de la infraestructura portuaria vinculada.

Se destaca que se esta realizando un estudio que analiza la posibilidad del desarrollo conceptual de buques que utilicen combustibles bajos en carbono, para la isla informe que permitirá vislumbrar opciones de desarrollo futuro de esta aplicación en la provincia.

¹²⁸ <https://www.cancilleria.gob.ar/es/iniciativas/dna/proteccion-del-medio-ambiente>