

Factores habilitantes para el desarrollo del Hidrógeno Verde en Uruguay

*Infraestructura, recurso
hídrico y marco normativo*



Motivación del trabajo

Transformar a Uruguay en proveedor de productos verdes que permitan al mundo alcanzar emisiones netas cero.

Desarrollar un nuevo sector productivo con fuerte impacto en la creación de empleo de alta calidad, en la innovación, atrayendo inversiones descentralizadas

Fomentar polos productivos en el interior del país, que aprovechen sosteniblemente los recursos naturales.



Objetivos del trabajo



Analizar la infraestructura que requerirán los proyectos de hidrógeno verde.



Entender requerimientos y sustentabilidad del uso del recurso hídrico.



Apoyar en el desarrollo de un marco regulatorio que permita el desarrollo del sector y de los proyectos.

Tabla de contenidos

1. Proyecciones de la hoja de ruta.
2. Condiciones habilitantes.
3. Infraestructura.
4. Recurso hídrico.
5. Marco regulatorio.
6. Conclusiones generales.
7. Anexos.

1. Proyecciones de la hoja de ruta



Cadena de valor del hidrógeno verde y derivados

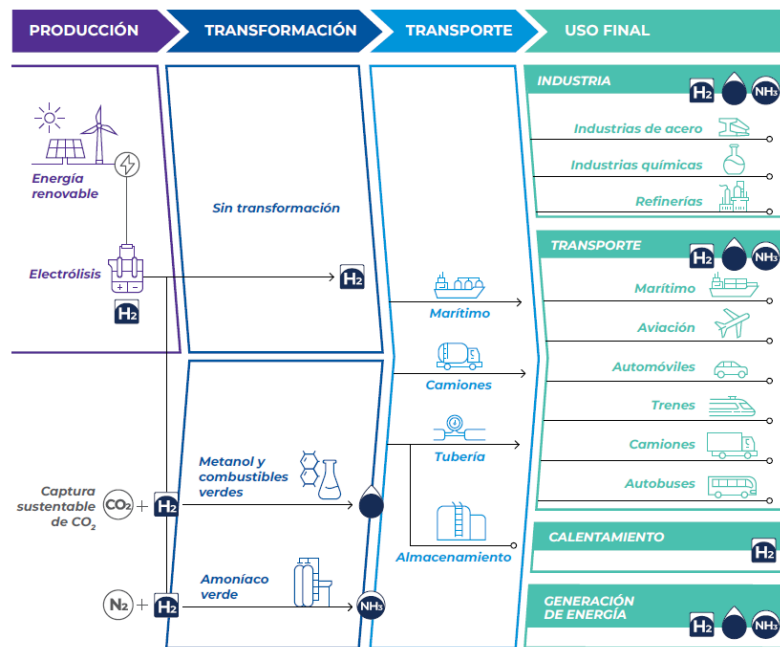


Figura 1: Usos del hidrógeno en distintos sectores como fuente de energía o materia prima.

Fuente: Basado en documento de la Agencia Internacional de Energía, "Green Hydrogen: A guide to policy making" (International Renewable Energy Agency, 2020).

Productos destacados

- La hoja de ruta de hidrógeno verde en Uruguay destaca el potencial del país en producir distintos productos, según su uso final:

	Hidrógeno	Metanol	Amoníaco	Jet Fuel
Uso doméstico	Transporte terrestre	Transporte marítimo	Transporte marítimo; Producción de fertilizantes	
Exportación	Transporte; Industria; Generación eléctrica; Calor	Transporte marítimo	Transporte marítimo; Producción de fertilizantes	Transporte aéreo

Cantidades esperadas

Producto	Uso	Producto Final (kton/año)		Hidrógeno Verde (kton/año)		Valor Mercado (US\$ millones)	
		2030	2040	2030	2040	2030	2040
Hidrógeno	Doméstico	11	107	11	107	26	213
Amoníaco	Doméstico	32	539	6	97	15	222
Combustibles Sintéticos	Doméstico	4	17	2	9	5	20
Fertilizantes	Doméstico	53	239	9	42	19	84
Hidrógeno	Exportación	0	321	0	321	0	342
Amoníaco	Exportación	0	101	0	18	0	38
Marítimo (Metanol)	Exportación	47	478	6	62	24	182
Jet Fuel	Exportación	51	625	26	321	71	764
Total		198	2.427	61	977	160	1.865

2. Condiciones habilitantes

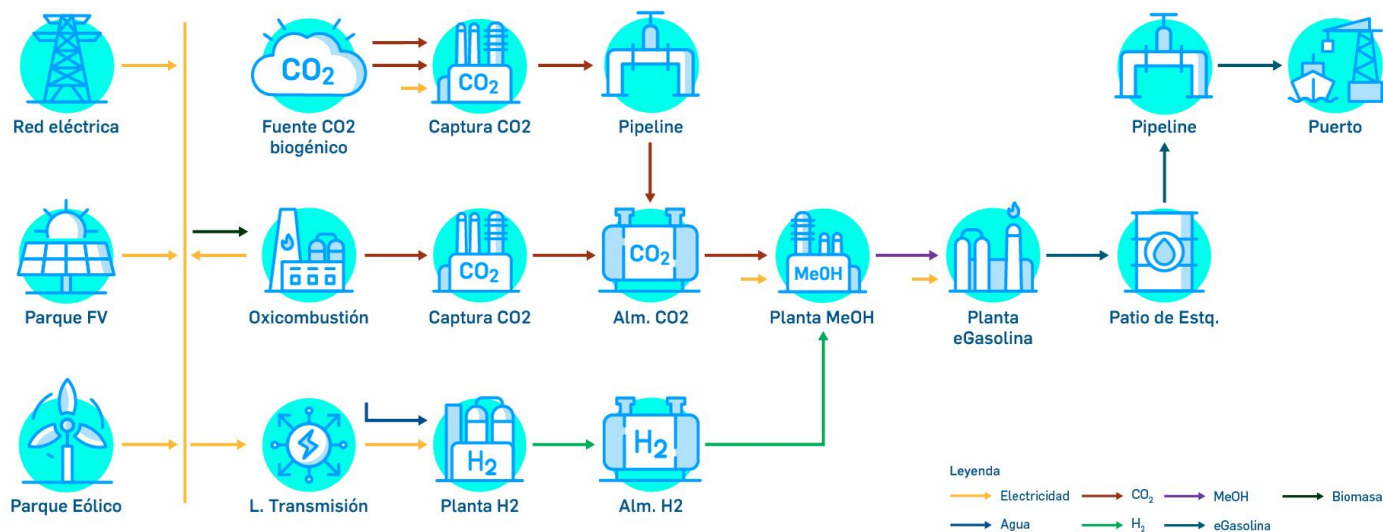


Condiciones habilitantes y escala de los proyectos

- La hoja de ruta distingue entre proyectos de mediana escala (Electrolizadores 150 - 300 MW y EERR 200 - 500 MW) y proyectos de gran escala.
- Las necesidades de los proyectos serán diversas, según el tamaño, producto final, y destino. Por ejemplo:
 - Proyectos de mediana y gran escala: instalarán energía renovable propia (o de terceros contratada), y probablemente requieran conexión al SIN, al menos para recibir servicios auxiliares, y potencialmente para intercambio de excedentes;
 - Proyectos de metanol, combustibles sintéticos y fertilizantes: requerirán acceso a fuentes de CO₂ biogénico;
 - Proyectos de exportación: requerirán infraestructura portuaria.
- Por lo tanto, la ubicación favorable para cada tipo de proyecto debe contemplar diversos factores y los requerimientos de infraestructura asociados.

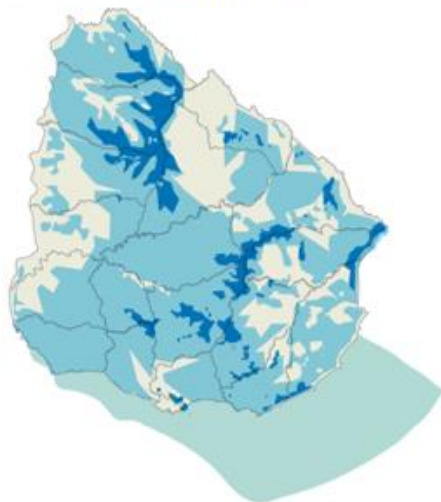
Ejemplo: esquema técnico de proyecto de gasolina sintética

Las necesidades de los proyectos que avancen determinarán los componentes de infraestructura dentro/fuera de proyectos a incorporar en el país.



Uruguay cuenta con condiciones favorables para la producción de hidrógeno verde y productos derivados

Capacidad eólica onshore y offshore



- Nivel I | >8m/s | ~30 GWs | Área total= 17.500 km²**
Supuestos: 15% de km² > -10 MW/km²
- Nivel II | >7m/s | ~50 GWs | Área total= 97.300 km²**
Supuestos: 5% de km² > -10 MW/km²
- Offshore | 275 GW**
Supuestos: 5% de km² > 20-30 MW/km²

Capacidad solar fotovoltaica



- Nivel I | ~60 GWs**
Área total= 31.500 + 6.500= 38.000 km²
- Nivel II | ~135 GWs**
Área total= 81.400 km²

Uruguay cuenta con condiciones favorables para la producción de hidrógeno verde y productos derivados (cont.)

Factores habilitantes para proyectos

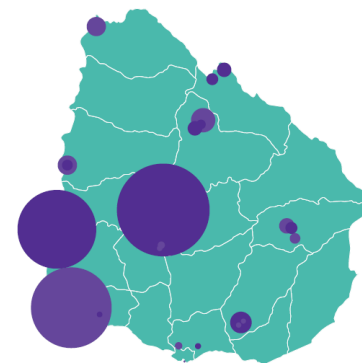
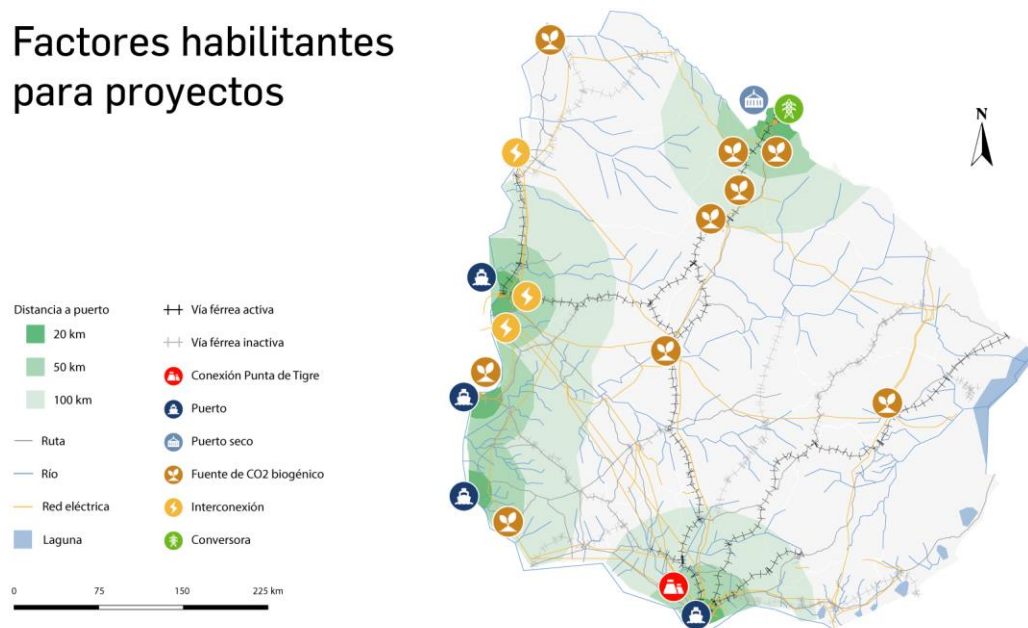


Figura 5: Disponibilidad de CO₂ biogénico industrial a nivel nacional de distintas fuentes (plantas de biocombustibles, generación de energía eléctrica, alimentos, pulpa de celulosa y cementeras)

Fuente: Mercados Energéticos Consultores S.A. (GME) - Planta Piloto de Ingeniería Química (PALPIQU). Consultoría: "Análisis de la disponibilidad de CO₂ para la producción de derivados de H₂ verde en Uruguay". International PtX Hub - GIZ, setiembre 2023.

Determinantes: Amoníaco

- Logística compleja debido a su toxicidad y a la necesidad de refrigeración.
- No existe infraestructura en el país para amoniaco.
- Altos CAPEX iniciales para logística en puertos. Podría requerir proyectos de gran tamaño para justificar esta inversión.

Transporte Terrestre

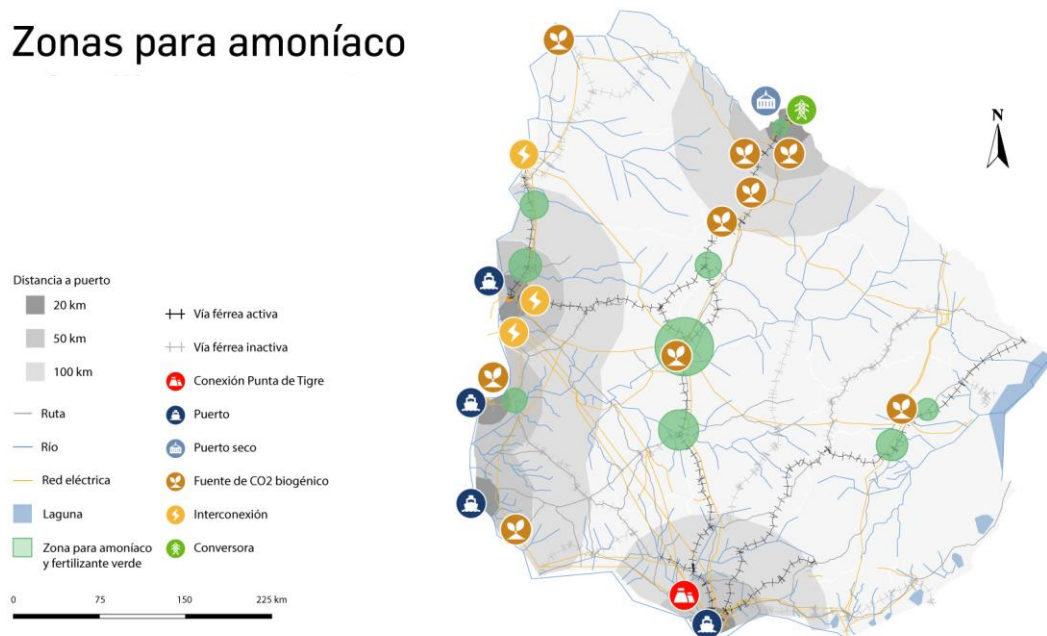


Transporte Marítimo y terminales



Determinantes: Amoníaco (cont.)

Zonas para amoníaco



Los principales factores que se entiende contribuirán a la selección de emplazamientos para las plantas de amoníaco serán:

- acceso a puertos;
- acceso a recurso hídrico;
- buen recurso renovable y acceso a red eléctrica;
- distante de centros poblados.

Principales zonas con potencial de desarrollo a 2030: Litoral Oeste, Zona Costera Este (necesita Desarrollo de puertos nuevos).

Otras Zonas con potencial: Paso de los Toros (en caso de uso de tren y conexión fluvial en Montevideo).

Determinantes: Metanol y combustibles sintéticos

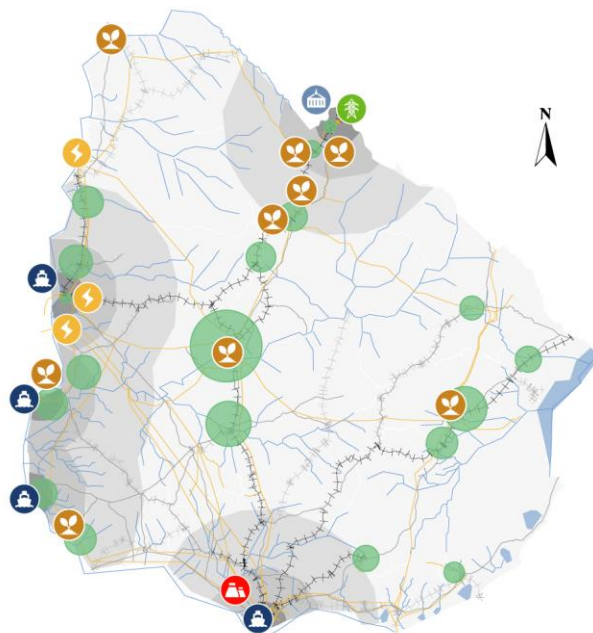
- Existen terminales fácilmente adaptables para su manejo.
- Líneas navieras manejan el producto en la región (por ejemplo, sur de Brasil utiliza aproximadamente 1M ton).
- Transporte de corta distancia, camiones, ferrocarril o barcasas podrían participar en la cadena de transporte.

Transporte Marítimo y terminales



Determinantes: Metanol y combustibles sintéticos (cont.)

Zonas para metanol y Combustibles Sintéticos



Los principales factores que se entiende contribuirán a la selección de emplazamientos para las plantas de metanol y combustibles sintéticos serán:

- acceso a CO₂;
- acceso a puertos o servicios de tren
- acceso a recurso hídrico;
- buen recurso renovable y acceso a red eléctrica;
- buen acceso vial.

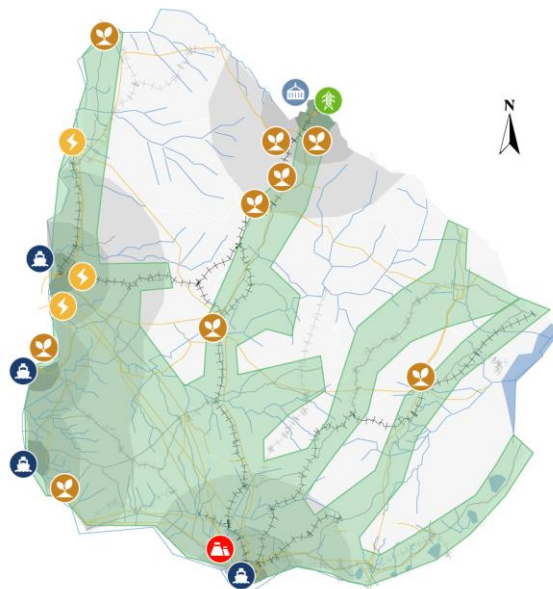
La demanda podría ser principalmente el mercado externo.

Principales zonas con potencial de desarrollo a 2030: Paysandú, Fray Bentos, Nueva Palmira, Pueblo Centenario, Tacuarembó.

Otras Zonas con potencial de desarrollo a 2040: Paysandú, Tacuarembó, Rivera, Lavalleja, Rocha.

Proyectos de Hidrógeno Gaseoso (uso local)

Zonas para proyectos de H2 Verde



Los principales factores que se entiende contribuirían al desarrollo del H₂V gaseoso para uso local, podrían ser:

- demanda de combustible;
- instalación de fuentes de EERR competitivas;
- acceso a recurso hídrico;
- acceso a la red eléctrica para respaldo y/o neteo de excedentes.

La demanda podría ser camiones de carga pesada (40t o superior de peso bruto - GWC), con recorridos diarios superiores a 400km, y barcazas, ferrys.

Principales zonas de desarrollo a 2030: Paso de los Toros, Fray Bentos y Nueva Palmira

Otras Zonas con potencial de desarrollo a 2040: Paysandú, Tacuarembó, Salto, Rivera, Montevideo

3. Infraestructura



Objetivo y metodología

- Objetivo
 - Analizar la infraestructura necesaria para producir los volúmenes de H₂ y derivados establecidos en la hoja de ruta (o alternativas similares en volumen), transportarlos (terrestre, ferroviario, puertos, rutas marítimas/buques, ductos de H₂ o CO₂) y almacenarlos, junto con los requerimientos de infraestructura eléctrica asociada (redes de alta tensión, respaldo y posibilidad de intercambio con la red si fuese conveniente).
 - Se consideraron los productos contemplados en la hoja de ruta (H₂, amoníaco, metanol, combustibles sintéticos y fertilizantes).
- Metodología
 - Reuniones con autoridades de distintos organismos para relevar capacidades actuales y necesidades futuras, análisis de publicaciones existentes y estimaciones propias.

Análisis de infraestructura al 2030: Volúmenes HdR

Área	Necesidades
Electrolizadores	Capacidad: 600 MW. Inversión estimada: US\$ 600 millones
Energía eólica y solar	Capacidad: 1200 MW. Inversión estimada: US\$ 1500 millones
Plantas para producción de productos derivados	Se deberán incorporar plantas con distintos componentes, según el producto final. Inversión estimada US\$ 600M.
Red eléctrica	<p>Dependiendo de la localización y los tamaños de los proyectos, la infraestructura de red proyectada al 2030 podría ser suficiente.</p> <p>La combinación de proyectos que incrementen la demanda flexible y aumenten la generación renovable pueden fortalecer el sistema eléctrico nacional. Una buena planificación de sitios puede permitir desarrollar los proyectos esperados utilizando la red (sin costos adicionales importantes).</p>
Transporte y exportación de productos	<p>La red de puertos, viales, vías férreas existentes estarían en condiciones (con mejoras) para manejar los volúmenes esperados.</p> <p>Dependiendo de la localización, el transporte “<i>short haul</i>” será conveniente hacerlo por barcas (Paysandú), tren (Paso de los Toros) o camión (Rivera u otros).</p>

Análisis de infraestructura al 2030: Volúmenes HdR (cont.)

Área	Necesidades
Transporte y exportación de productos (cont.)	Puertos: Por ejemplo, 600 MW de electrolizadores podrían resultar en aproximadamente 290 kton de metanol verde anuales (24/365). Volumen razonable para Montevideo y Nueva Palmira, quizás incluso para Fray Bentos y Paysandú. No obstante, no sería previsible inversiones significativas en infraestructura pública existente.

Puerto	Toneladas AÑO MOVIL *
Montevideo	17.888.801
Nueva Palmira- Muelle Oficial	2.231.772
Juan Lacaze	7.833
Fray Bentos	181.852
Paysandú	109.472
Colonia	2.785,50
La Paloma	2.874,80

** Año móvil noviembre 2021- octubre 2022 excepto Montevideo setiembre 2021 – agosto 2022*

Análisis de infraestructura al 2040: Volúmenes HdR

Área	Necesidades
Electrolizadores	Capacidad: 9000 MW. Inversión Estimada: US\$ 6.000 millones.
Energía eólica y solar	Capacidad: 18.000 MW. Inversión Estimada: US\$ 15.000 millones
Plantas para producción de productos derivados	Se deberán incorporar plantas con distintos componentes, según el producto final. US\$ 4.000 millones.
Red de transmisión y ductos	Se deberá analizar inversión en redes de alta tensión para transporte de energía eléctrica y/o ductos de H ₂ , CO ₂ u otros. ¿Es conveniente el transporte de energía eléctrica o hidrógeno?. Se deberá analizar caso a caso la capacidad de respaldo de la red para proyectos de gran escala. Los mismos podrían operar <i>behind-the-meter</i> con requerimiento de servicios auxiliares. Debido a la escala de los proyectos, la infraestructura necesaria es sustantiva.
Transporte y exportación de productos	Volúmenes similares a plantas de celulosa; entre 2,5 y 5 millones de toneladas anuales. Se precisa planificación de inversiones en puertos, barcasas, ferrocarril o transporte carretero dependiendo del producto y la ubicación de la planta.

Análisis de infraestructura al 2040: Volúmenes HdR (cont.)

Área	Necesidades
Transporte y exportación de productos	Puertos: Por ejemplo, 9 GW de electrolizadores podrían resultar, en aproximadamente 4.300 kton de metanol verde anuales (24/365). Parecería ser a priori, un volumen manejable para Montevideo y Nueva Palmira, pero supera los volúmenes que actualmente manejan otros puertos públicos en Uruguay. Sería previsible que se requiera de nuevas inversiones en infraestructura portuaria.

Logística Aerogeneradores: Dimensiones y peso



Cada AEG podría constar de entre 10 y 12 componentes, que requerirían permisos especiales por peso y geometría



2025 a 2030

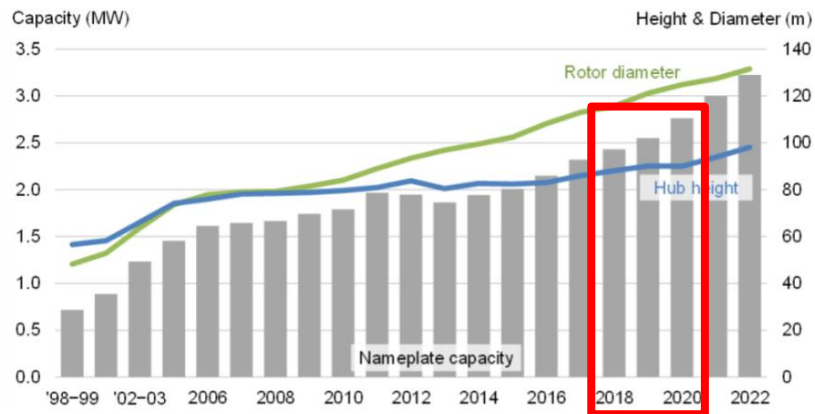
Se requiere 1.2 GW de EERR, aproximadamente 700 MW de energía eólica,. Considerando aerogeneradores (AEG) de 6 MW, representaría 120 en el período, o 24 AEG/año. Equivalente a 1 AEG/2 semanas transportado, de manera ininterrumpida.

2031 a 2040

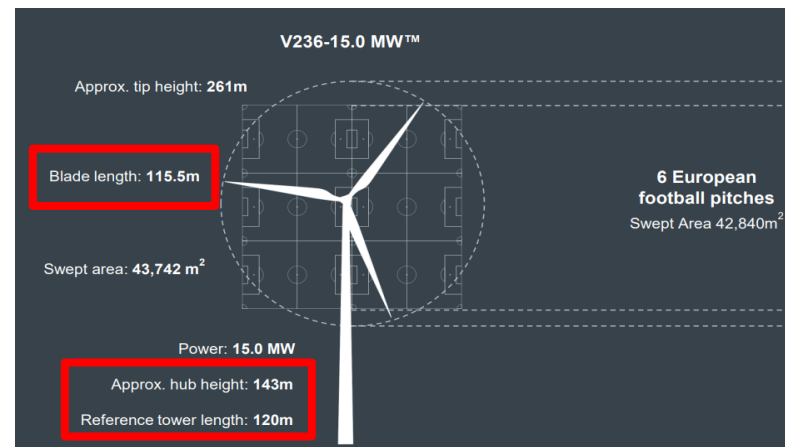
Se requiere 18 GW de EERR, aproximadamente 10/11 GW de energía eólica. Considerando AEG de 9 MW, representaría 1200 AEG en 10 años, o 110 AEG/año. Equivalente a más de 2 AEG/semana transportados, de manera ininterrumpida.

Logística Aerogeneradores: Dimensiones y peso (cont.)

COMPONENTE	2020	2025/2030	NOTAS
Torres	3 tramos	5 tramos	Alturas de buje que pasan de 110m a 140m Algún tramo de torre puede superar las 80ton de peso ¿Posibilidad de construir localmente las torres de hormigón?
Aspas	60m	85m	Ya se dispone de AEG en el mercado cuyo diámetro de rotor supera 170m
Nacelles	70ton	90ton	Nacelle o Drive Train.



© Average turbine hub height, rotor diameter, and nameplate capacity for land-based wind projects from the Land-Based Wind



Los valores incluidos en la tabla son valores para aerogeneradores onshore. Para el caso de aerogeneradores offshore, las dimensiones y peso son mayores

Posibles áreas de acopio en puerto

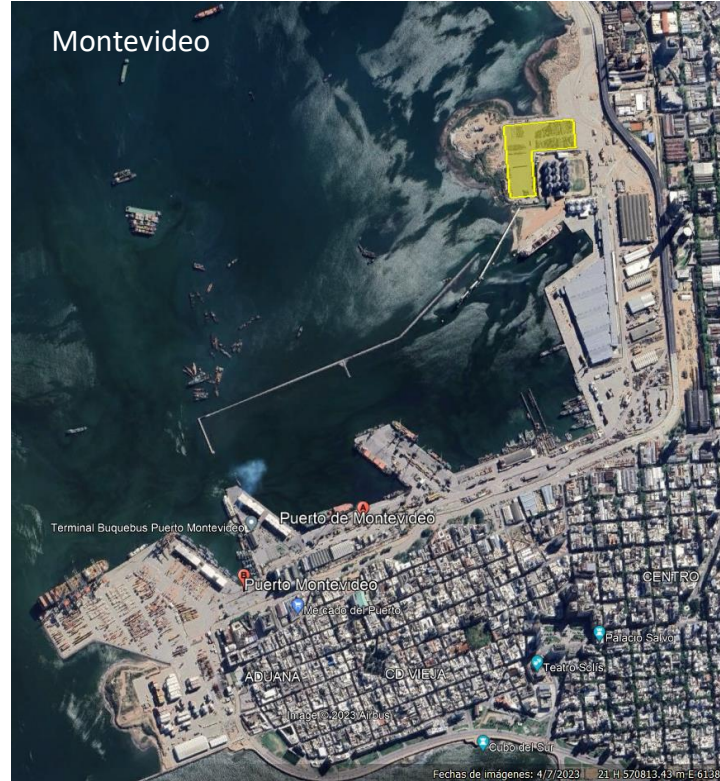
Fray Bentos



Nueva Palmira



Montevideo



Nota: Áreas meramente indicativas y de referencia, las propuestas no pretenden ni deben ser consideradas definitivas o estrictamente disponibles y/o viables

¿Transporte de electrones o moléculas?

La HdR requeriría 18 GW de EERR a 2040, es oportuno preguntarnos:

- ¿Dónde estarían localizadas las plantas de producción de H₂ y derivados?
- ¿Dónde es óptimo instalar la capacidad de generación de EERR?
 - ¿Conectada al SIN?
 - ¿Intercambios ocasionales?
 - ¿Respaldo?
 - ¿*Behind-the-meter*?
- ¿Es conveniente que la generación de EERR se instale en sitios con mejor LCOE, aunque estén lejos de las plantas de producción de H₂/derivados?
- ¿Es más eficiente/económico/ambientalmente mejor transportar electrones o moléculas?

¿Transporte de electrones o moléculas? (cont.)



Ejemplo: 5000 MW eólica + 5000 MW solar producirían aproximadamente 500.000 ton/año de H₂: ¿transportar 150km es conveniente por redes o ductos?.



Redes = 5 x LAT 500 kV (US\$ 300M) + subestaciones 500 kV (US\$ 200M en origen + US\$ 200M en destino) = US\$ 700M + impacto ambiental.

Ducto H₂: US\$ 150/250M incluyendo ducto y compresión.



Se propone analizar “hubs”/“polos de desarrollo productivo”/“señales de localización” que incentiven y faciliten el desarrollo de proyectos en áreas prioritarias para optimizar LCOH.

Conclusiones Infraestructura

- En materia de infraestructura se visualizan dos períodos con necesidades diferentes: 2025 - 2030, y 2031 - 2040.
- Para 2025-2030, existe infraestructura y planes de expansión que podría facilitar el desarrollo de algunos proyectos de mediana escala (MW) con inversiones menores.
- Para 2031-2040 es conveniente analizar el desarrollo de infraestructuras comunes, con una mirada integral, que promuevan y/o faciliten el desarrollo de ecosistemas y sinergias para alcanzar costos de LCOH competitivos en el mercado internacional (puertos, ferrocarril, red eléctrica, ductos).

4. Recurso hídrico



Objetivos y consideraciones básicas

- Buscar establecer el posible impacto del conjunto de proyectos propuestos por la hoja de ruta en los recursos hídricos de Uruguay.
- En este sentido se considera el impacto sobre el agotamiento de los recursos hídricos y afectaciones por posibles contaminaciones por vertido de efluentes.
- Dado el bajo nivel de detalles en cuanto a las unidades productivas que surgen de la hoja de ruta, se estima por exceso en cuanto al volumen de agua requerido, con el fin de cubrir riesgo de subestimación.
- Puesto que todo el sistema propuesto por la hoja de ruta se basa en la producción de H₂ estas unidades se analizaron con mayor detalle.

Resumen de la información de producción en base a la HdR

Volumen de producción (kton/año)	2030	2040
Producción H ₂	61	977
Captación CO ₂	756	8.620
Captación N ₂	70	732
Producción de Metanol	102	1.110
Producción combustibles sintéticos	55	642
Producción de amoníaco	85	879
Producción de fertilizantes	53	239

Producción de H ₂ por línea (kton/año)	2030	%	2040	%
Producción como H ₂	61		977	
H ₂ para H ₂	11	19	428	44
H ₂ para metanol	34	57	392	40
H ₂ para combustibles sintéticos	28	45	330	34
H ₂ para amoníaco	15	24	157	16
H ₂ para fertilizantes	9	15	42	4

Criterios generales para estimar la utilización del agua

- Se considera que los requerimientos de agua se solventan con agua tomada directamente de los recursos hídricos. Por tanto, no se prevé utilización de agua de OSE ya que por sus costos no resultaría conveniente.
- Los cuerpos de agua posibles para el suministro son: ríos, arroyos, lagunas o acuíferos, considerando que estos cuerpos de agua tengan la capacidad de suministro de sus necesidades en forma permanente. No se recurre a embalsamientos, ni a largas tuberías de aducción ya que estas infraestructuras suelen ser costosas.
- A los efectos de estimar los volúmenes de agua se consideran los siguientes tipos de necesidades, de acuerdo al tipo de unidad productiva:
 - Aguas de proceso: empleada directamente en la generación del producto, que puede servir de materia prima o de vehículo para desarrollar el proceso de que se trate.
 - Agua de rechazo: descarte en la generación de agua producto (agua pura, o agua desmineralizada) producto de algún tipo de tratamiento de agua de proceso.
 - Agua de enfriamiento: empleada para el enfriamiento de ciertas unidades productiva y que no entra en contacto con el producto.
 - Agua de limpieza y servicios higiénicos

Estimaciones de agua para planta de producción de H₂

- La producción electrolítica de H₂ a partir de agua pura, estequiométricamente se requiere 9 lt/kg H₂ producido. Sin embargo, dado la eficiencia de los electrolizadores, se adopta 11 lt.
- El agua de rechazo para la producción del agua pura, dependerá del tipo de fuente que se utiliza, pero se adoptará un índice de 1,5 de agua ambiente por cada litro de agua pura generada que está del lado de seguridad.
- Para el cálculo del agua de enfriamiento se utiliza el valor de 0,4 lt/h por kWh consumido, considerando que cada kg de H₂ consume 55 kWh daría un valor de 22 lt/kg H₂.
- El resto del agua se estima en aproximadamente 15% respecto a las estimaciones de los puntos anteriores.

Tipo de agua	Cantidad (lt/kg H ₂)
Materia Prima/proceso	11
Agua de rechazo	6
Agua de enfriamiento	22
Otros	6
Total aproximado	45

Estimación de Caudal Total necesario para todas las unidades

- Dado que para las otras líneas de producción es más complejo hacer una estimación de agua utilizada, y que la mayor agua requerida corresponde al agua de enfriamiento, se adoptó el mismo criterio para su estimación. En la siguiente tabla se muestran los valores totales.

Consumo por fase (Hm ³)	Agua producción H ₂	Agua línea metanol	Agua línea amoníaco	Total agua
2030	2,7	1,0	0,4	4,1
2040	44,0	11,0	4,4	59,7

Donde 1 Hm³ = 1.000.000 de m³

Efluentes

- La generación de efluentes es variada y depende de los procesos implicados. En general se estima que los efluentes suelen ser del orden del 80% del agua utilizada, aunque en el caso de la producción de H₂ es menor.
- En su mayor parte, los efluentes pueden tener una carga de sales disueltas y sólidos suspendidos, lo que puede ser de fácil tratamiento. En el agua de enfriamiento podría encontrarse algunos productos clorados usados en su producción.
- Finalmente, la línea de amoníaco podría tener presencia de nutrientes nitrogenados.

Efluente por fase (Hm ³)	Porcentaje	2030	2040	Tipo de contaminante
Producción de H ₂	50%	1,4	22	Sales disueltas, sólidos suspendidos, productos clorados
Línea de Metanol	80%	0,8	8,8	Sales disueltas, materia orgánica, sólidos disueltos, productos clorados
Línea de amoníaco	60%	0,2	2,6	Sales disueltas, sólidos disueltos, nutrientes, productos clorados
Total		2,2	33,4	

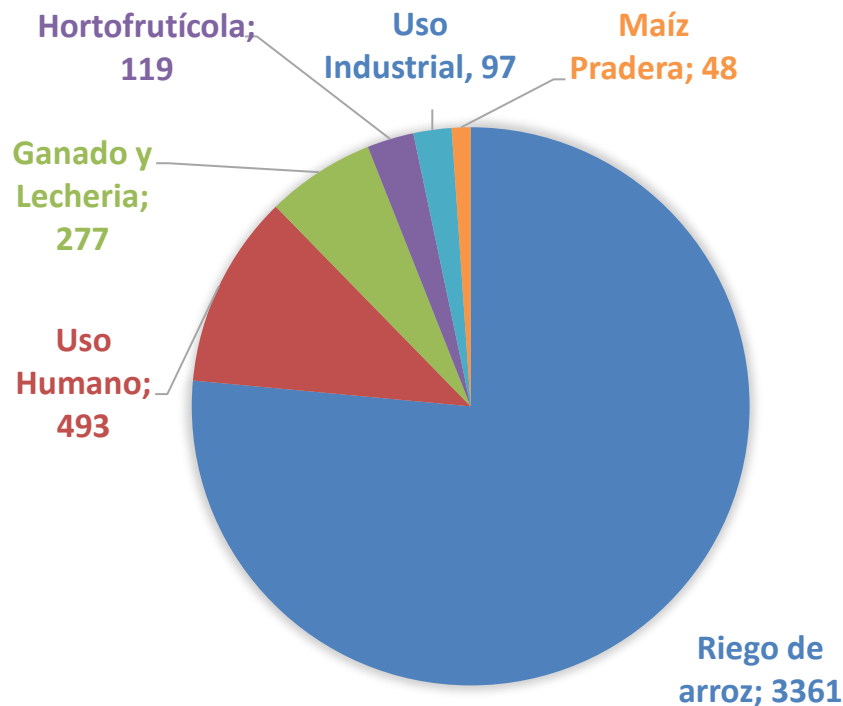
Características generales del agua ambiente en el Uruguay

- Hoy se conoce como agua ambiente al agua disponible en los cuerpos de agua del Uruguay. El país cuenta con una abundante disponibilidad de agua ambiente tanto en cuerpos de agua superficiales como en acuíferos. Esto no obsta que dado los fuertes ciclos de lluvias y sequías puede existir, en algún punto de país, o en algún momento, problemas de abastecimiento, como el ocurrido en el primer semestre del 2023 en la zona metropolitana.
- Asimismo, el agua ambiente es un recurso renovable, por lo que no se agota con el uso, y tiene una tasa de renovabilidad asociada al ciclo hidrológico.
- Uruguay recibe en promedio 1.300 mm/año de lluvia, lo que implica 229.000 Hm³ por año de agua bruta. La mayor parte de ésta se pierde por evapotranspiración, satura los suelos o recargar los acuíferos.
- El agua que queda disponible para escurrimiento como agua superficial es de promedio 92.000 Hm³ por año, siendo aprovechada en menos de un 5% (4,78% para 2022 según información de DINAGUA)

Uso del agua en Uruguay

- La extracción en 2022 en Uruguay para diferentes usos fue aproximadamente 4.400 Hm³ con la siguiente distribución según uso.
- Se puede ver que la cantidad de agua total a utilizar para implementar la HdR al 2030 (4,1 Hm³) correspondería a 10% de la categoría de menor uso, y en 2040 (59,7 Hm³) estaría por debajo del uso industrial en 2022.
- Si se lo mira en función del total de agua disponible, el sistema implicaría una modificación desde 4,78 % del uso actual a 4,79% en 2030 y 4,87 % en 2040.
- Por lo que la cantidad de agua no se considera significativa respecto a la disponibilidad de agua ambiente.

CONSUMO DE AGUA SEGÚN USO (HM³/AÑO)



Río Uruguay

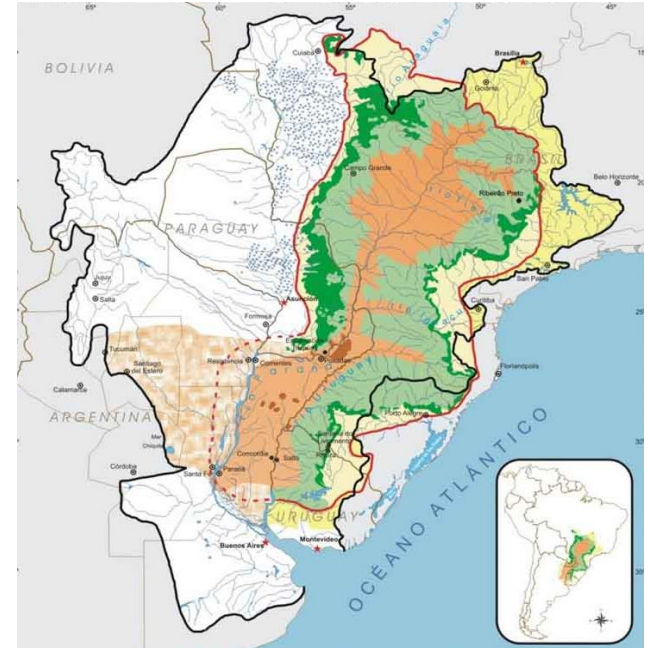
- El Río Uruguay es un curso de agua compartido, teniendo nuestro país 33,5% de la cuenca.
- A la altura de la represa de Salto Grande el caudal medio es de $6.000 \text{ m}^3/\text{s}$, con un rango de variación entre $20.000 \text{ m}^3/\text{s}$ como caudal pico, y $600 \text{ m}^3/\text{s}$ como caudal mínimo.
- En la siguiente tabla se muestra estos valores de manera comparable con los que se mencionó anteriormente.
- Como muestra la tabla siguiente, el caudal mínimo es suficiente para abastecer toda la producción prevista en la Hoja de Ruta

Caudales	m^3/s	Hm $^3/\text{d}$
Medio	6.000	520
Mínimo	600	52



Acuífero Guaraní

- Uruguay presenta varios acuíferos, los cuales sirven como fuente de agua para varios usos. Entre ellos los más importantes son: Acuífero Tacuarembó (Guaraní), Raigón, Mercedes y Salto.
- Para el sistema que se viene analizado, solo el acuífero Guaraní presenta condiciones seguras para el uso de recurso hídrico.
- El Sistema Acuífero Guaraní (SAG) es un recurso compartido entre Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, con una extensión de aproximadamente 1 millón de km².
- Su recarga anual se estima en 6.000 Hm³ y corresponde una parte a Uruguay en la formación de las areniscas de Tacuarembó. La misma se estima en 350 Hm³ por año.
- El uso del SAG se estima en 810 Hm³ por año, siendo su mayor usuario Brasil.
- Según datos de DINAMIGE, nuestro país extrae 25 Hm³ por año del SAG, en usos tales como suministro de agua potable, uso agrícola, y recreativo (aguas termales).



Conclusiones Recurso Hídrico

- El uso del agua para la implementación de la HdR no se presenta como un problema. Si bien el consumo sería de significancia media, implicaría hacia el final de período un incremento de menos del 1% del agua actualmente utilizada.
- Deben de todas formas estudiarse las características específicas de cada proyecto. Salvo en algunas zonas específicas, el impacto es manejable.
- Cuencas como la del Río Uruguay o el Río Negro no presentan restricciones, sobre todo si su extracción se hace sobre el río principal.
- Tampoco el uso del Acuífero Guaraní presentaría mayores inconvenientes si se hacen estudios de las zonas de extracción para evitar efectos locales, que en ningún caso podría poner en riesgo el sistema.
- En cuanto a los efluentes, se trata de tipos de contaminación conocidas y fáciles de manejar con los tratamientos adecuados. En cualquier caso, las plantas de tratamiento son un requerimiento básico para cualquier unidad productiva que se derive de la HdR.

5. Marco regulatorio



Objetivo y metodología

- Objetivo
 - Analizar los principales aspectos del marco normativo aplicable a los proyectos de H₂V en Uruguay a modo de evaluar si son adecuados para el desarrollo del sector.
 - Sugerir ajustes en caso de encontrarse aspectos que pueden ser mejorados.
- Metodología
 - Se hizo foco en la revisión del marco normativo del sector eléctrico, debido a la significativa cantidad mencionada de capacidad de generación a instalar para el desarrollo del sector, sin la cual no es posible el mismo.

Contexto regulatorio internacional

- Criterios para definir el hidrógeno verde o bajo en carbono en la Unión Europea
 - Adicionalidad de la electricidad: nueva central generadora;
 - Correlación temporal y geográfica: la energía renovable que consume el proyecto debe ser generada dentro de un espacio temporal y geográfico que define el acta;
 - Origen no-biológico: combustible renovable líquido o gaseoso de origen no biológico (RFNBOs por sus siglas en inglés) cuyos componentes de energía no provienen de fuentes biológicas (ej. la energía no puede provenir de la biomasa).
- Metodología para calcular ciclo de vida de gases de efecto invernadero relacionados a los RFNBOs.

Contexto regulatorio internacional (cont.)

- Leyes y proyectos en la Unión Europea, Colombia, Argentina, Costa Rica, Chile, Estados Unidos, entre otros.
- Algunos fondos o instrumentos de promoción incluyen:
 - Fondo H2Global (<https://www.h2-global.de>)
 - CORFO (<https://www.corfo.cl/sites/cpp/hidrogeno-verde-chile>)
 - Inflation Reduction Act (IRA) - Créditos fiscales entre US\$ 0,60 y US\$ 3 por kilo de hidrógeno (depende de la intensidad de reducción de emisiones) (<https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/5376>)
 - Fondo Sectorial Hidrógeno Verde (ANII) (<https://www.anii.org.uy/apoyos/innovacion/303/convocatoria-a-proyectos-de-hidrogeno-verde/>)

Desafíos regulatorios generales en Uruguay

- Cumplimiento del marco normativo y de los roles institucionales.
- Agencia reguladora específica no parece necesaria sin mercado maduro, sino fortalecer capacidades existentes (URSEA, MIEM, ADME).
- Coordinación entre organismos públicos por posible solapamiento de competencias para el otorgamiento de diferentes autorizaciones.

Cambios en las reglas del mercado eléctrico: Demandas flexibles

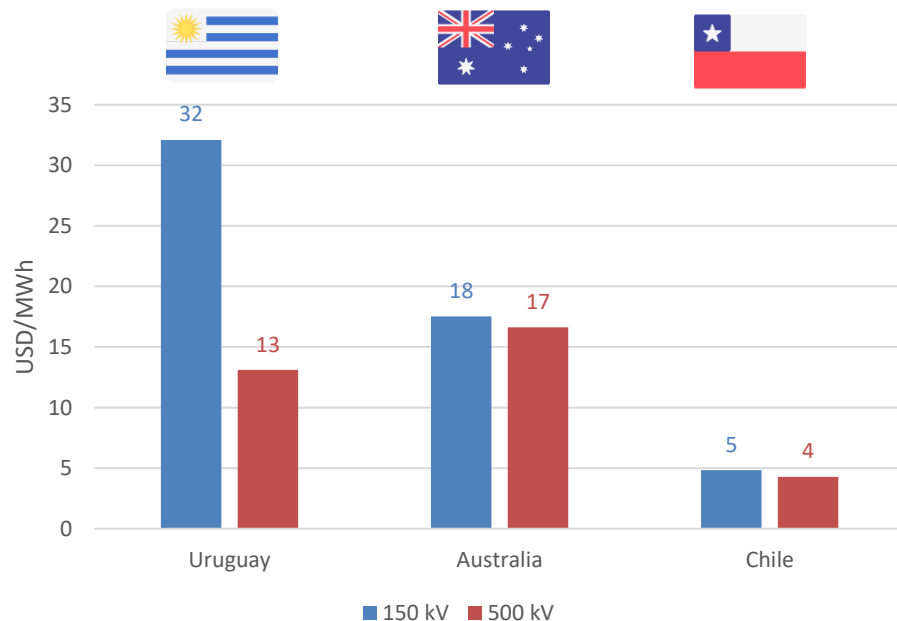
- Ciertos consumidores en el mercado eléctrico podrían demandar energía en forma flexible:
 - Demanda Flexible para estudios de conexión a la red: la posibilidad de desconexión en momentos de restricción del sistema puede permitir mayor cantidad de proyectos conectados a la red y disminuir las inversiones requeridas, sin costos mayores para el operador y con riesgos de baja probabilidad de ocurrencia.
 - Demanda Flexible para el uso de la red: los criterios y remuneración de la red están asociadas a demandas firmes. Hace sentido adaptar las reglas a proyectos que pueden aceptar desconexiones ante determinados eventos, definiendo los conceptos por los cuáles se cobra y el precio específico en cada tipo de demanda flexible (distintos tipos de interrumpibilidad).
- Estas consideraciones no son específicas para proyectos de hidrógeno verde. Cualquier consumidor que cumpla los requisitos podría exigir este tipo de condiciones (acceso no discriminatorio - regla de interrumpibilidad).
- Una señal positiva de cambio regulatorio en este sentido es la reciente modificación del artículo 238 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME), mediante el que participantes consumidores pueden especificar si sus demandas están sujetas a despacho centralizado, pudiendo cortar el suministro si el costo marginal supera un valor dado.

Cambios en las reglas del mercado eléctrico: Peajes

- Peajes elevados pueden desestimular la maximización de uso del SIN.
- Algunos aspectos metodológicos que se sugiere revisar en ese respecto:
 - El cálculo de la base de activos regulatoria considera el criterio de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), cuando muchos países han migrado a metodología de costo de reposición optimizado y depreciado (DORC) dada la vida útil de los mismos y el estado de desarrollo del sistema.
 - No se cuenta con esquema de incentivos a la reducción de pérdidas (técnicas y no técnicas).
 - El sistema estampillado vigente en Uruguay no da una señal de localización a los proyectos.

Cambios en las reglas del mercado eléctrico: Una comparación internacional de peajes

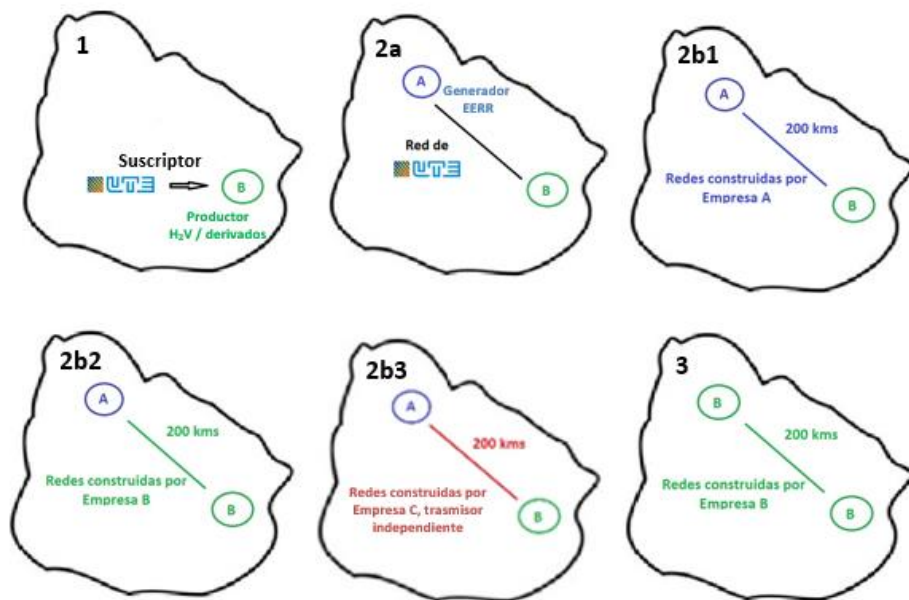
- Se realizó una comparación de peajes por uso de red eléctrica en tres países potenciales exportadores de H₂V.
- El análisis asume:
 - Conexión: 150 y 500 kV
 - Potencia: 100 y 250 MW
 - Factor de uso: 35%
 - Curva de carga: homogénea
- El peaje en Uruguay en 150 kV es el doble que en Australia, y casi 7 veces más caro que en Chile, mientras que en 500 kV es más económico que en Australia, pero más de 3 veces más caro que en Chile.



Datos a Diciembre 2023. Fuente: Elaboración propia en base a:
 Uruguay: MIEM Decreto N. 399/022 (<https://www.impo.com.uy/bases/decretos/399-2022>)
 Australia: AER 2022-2023 network tariffs (<https://www.aer.gov.au/communication/aer-approves-2023-24-network-tariffs-for-electricity-customers>). Nota: el valor de 150 kV corresponde a subtransmisión
 Chile: CNE Res. Exenta N.257 (<https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/cargos-de-transmision/fijacion-julio-2023/>).
 Nota: el valor de 500 kV corresponde a 220 kV

Redes independientes del SIN

- Se esperan diversas configuraciones para los proyectos de H₂V, algunos potencialmente requiriendo instalar redes de transmisión propias.
- Éstas podrían operar de forma aislada (problemas de estabilidad al menos ante el nivel tecnológico actual), o requerir conexión al SIN para recibir servicios auxiliares e intercambiar excedentes.
- La conexión de potencias elevadas para intercambios sería similar a la situación existente de la interconexión con Argentina y Brasil.



Conclusiones Marco Regulatorio

- Revisar los criterios remuneración de la red de transmisión (peajes) y el criterio de conexión.
- Incorporar el concepto de demanda flexible y ocasional en la reglamentación.
- Revisar el esquema de estampillado de Uruguay para poder aportar una señal de localización a los proyectos con esquema de incentivos a la reducción de pérdidas.
- Reglamentar procedimiento y plazos para la instalación de servidumbres para redes de transmisión independientes.
- Publicidad de la red y su expansión para realizar los estudios de conexión de nueva generación y demandas al sistema.
- Incentivar la creación de *hubs* de producción y consumo.
- Seguimiento de la normativa internacional (principalmente Europa por destino de exportaciones) para entender las exigencias de dichos países.
- Aplicar el marco normativo y fortalecer capacidades regulatorias a los organismos existentes.

6. Mensajes clave



Mensajes clave

- El desarrollo de la industria de hidrógeno verde en Uruguay se encuentra fuertemente condicionado por el desarrollo de factores exógenos (acceso a financiamiento internacional, regulaciones de terceros países u organismos, contexto geopolítico y precios internacionales).
- Sin perjuicio de ello, se debe trabajar en los factores internos habilitantes en los tres ejes analizados (infraestructura, recursos hídricos y marco normativo) de formar de lograr: (a) ser competitivos, (b) tener reglas de juego claras.

Mensajes clave (cont.)



Infraestructura

- La infraestructura actual es adecuada para el desarrollo hacia 2030, con adecuaciones de orden menor en puertos y red eléctrica.
- De allí en adelante se requieren inversiones significativas en puertos, redes eléctricas, ductos, que dependerán del desarrollo tecnológico y la evolución de los mercados.

Mensajes clave (cont.)



Recurso hídrico

- Uso esperado marginal respecto a usos actuales, y a los recursos con los que cuenta el país.
- No se visualizan restricciones a nivel general, siendo necesario evaluar el impacto en cada localización específica.

Mensajes clave (cont.)



Marco Normativo

- Algunas reglas del mercado eléctrico deben ser revisadas, particularmente, el criterio de remuneración de la red (peajes), y de conexión a la misma.
- Se entiende oportuno integrar el concepto de demanda flexible a la reglamentación.
- Es necesario continuar la implementación del marco normativo vigente y fortalecer capacidades regulatorias.



ucu.edu.uy

7. Anexos



Abreviaciones y unidades de medida

ADME	Administración del Mercado Eléctrico
AEG	Aerogenerador (eólico)
ANII	Agencia Nacional de Investigación e Innovación
ANP	Administración Nacional de Puertos
CAPEX	Costos de capital
CO ₂	Dióxido de carbono
DINAGUA	Dirección Nacional de Agua
DINAMIGE	Dirección Nacional de Minería y Geología
EERR	Energías Renovables
GW	Gigawatt
GWC	Peso bruto combinado (sigla en inglés)
H ₂ / H ₂ V	Hidrógeno verde
HdR	Hoja de Ruta
HM ³	Hectómetro cúbico
INALOG	Instituto Nacional de Logística
Km	Kilómetro/s
kton	Kilo (mil) toneladas

kV	Kilovoltio
LAT	Línea (eléctrica) de Alta Tensión
LCOE	Costo Nivelado de la Electricidad (sigla en inglés)
LCOH	Costo Nivelado del Hidrógeno (sigla en inglés)
lt	Litro/s
M	Millones
m ³	Metro cúbico
MeOH	Metanol
MIEM	Ministerio de Industria Energía y Minería
MW	Megawatt
N ₂	Nitrógeno
NH ₃	Amoníaco
SAG	Sistema Acuífero Guaraní
SIN	Sistema Interconectado Nacional
UCU	Universidad Católica del Uruguay
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
US\$	Dólares americanos

7.1 Cambio de paradigma



Cambio de paradigma

- El Hidrógeno (H2) verde se presenta como una de las alternativas de descarbonización más relevantes, en particular en aquellos sectores cuyas emisiones son difíciles de abatir.
- Se espera que la demanda crezca de manera acelerada.

	2022	2030e	NZE 2030	NZE 2050
Demanda H2 (Mt)	95	108	150	430
H2 bajo en emisiones (% demanda H2)	<1%	35%	47%	98%
Demanda nuevas aplicaciones (% demanda H2)	0.1%	6.5%	40%	n.d.
Capacidad instalada electrólisis (GW)	0.7 (2.2 en 2023)	175 - 420	600	3300
Comercio (% demanda H2)	0%	20%	25%	n.d.
Inversión electrolizadores, CCUS, infraestructura, derivados (USD/año)	1.4	12	117	n.d.

NZE = Escenario de Emisiones Cero

Cambio de paradigma (cont.)

Presión inflacionaria en 2023

- Los costos financieros y de capital están aumentando, lo que pone en riesgo los proyectos y reduce el impacto del apoyo gubernamental para el despliegue.
- Con tasas de interés elevadas y una inflación persistente, el costo de la financiación entra en escena con mayor claridad, especialmente para sectores intensivos en capital como el de la energía.
- Los gobiernos han comenzado a poner a disposición fondos para apoyar los primeros proyectos a gran escala, pero la lenta implementación de los planes de apoyo está retrasando las decisiones de inversión.

Cambio de paradigma (cont.)

Desarrollo tecnológico y acciones de política

- El desarrollo tecnológico y la implementación de acciones de política para avanzar en la descarbonización de las economías en el marco del Acuerdo de París serán los impulsores que marcarán el ritmo de la evolución del mercado del H2 verde
- También abrirán ventanas de oportunidad para aquellos países capaces de abastecer esta demanda de forma competitiva.

Cambio de paradigma (cont.)

Liderazgo de China en el despliegue de electrolizadores

- China ha tomado la iniciativa en el despliegue de electrolizadores. En 2020, concentraba menos del 10% de la capacidad mundial, en 2022 creció a 30% y para 2023 se espera alcance 50 %
- Se espera consolide más aún su posición de liderazgo en el despliegue de electrolizadores: el país representa más del 40% de los proyectos de electrólisis que han llegado a inversión final de inversión (FID) a nivel mundial.
- En la actualidad hay disponibles alrededor de 14 GW de capacidad de fabricación, la mitad de los cuales se encuentra en China. Los fabricantes planean alcanzar capacidad de 155 GW/año para 2030, aunque sólo el 8% ha alcanzado al menos el FID.

Cambio de paradigma (cont.)

Lenta implementación de políticas

- El impulso político detrás del hidrógeno bajo en emisiones (que además del producido mediante EERR incluye otros como el producido a partir de energía nuclear, y el uso de captura, uso y almacenamiento de carbono) sigue siendo fuerte, pero su despliegue no está despegando.
- La regulación y la certificación siguen siendo barreras clave para la adopción, pero una fuerte cooperación internacional puede ser crucial para encontrar soluciones

Cambio de paradigma (cont.)

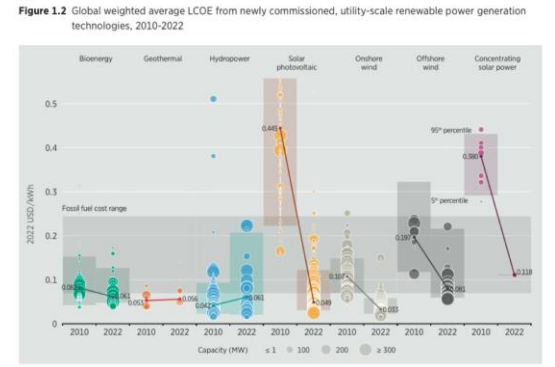
Uruguay

- Uruguay, por la calidad de sus recursos naturales, las características de su matriz energética, las capacidades generadas en el proceso de transición de la matriz eléctrica, la logística desarrollada y la confiabilidad del país para recibir inversiones, se perfila con un gran potencial en la economía del H2 verde.

Green Hydrogen:

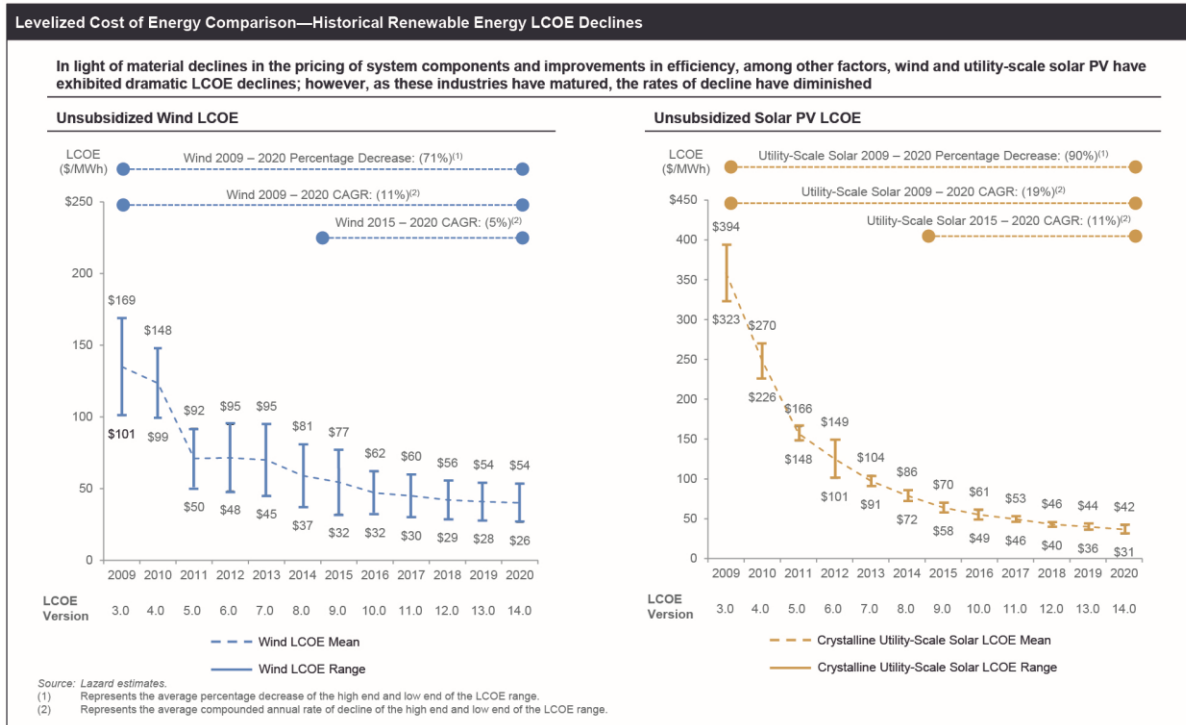
An electrolyzer powered by renewable energy will split water, H₂O molecules, into hydrogen, H₂, and oxygen, O₂.

Until recently, this couldn't be done at a large scale because electricity wasn't cheap nor green, and electrolysis requires a lot of energy. Thanks to the rapid build-out of renewable energy sources like wind and solar, we can now produce large quantities of green hydrogen.



Cambio de paradigma (cont.)

Renovables



Cambio de paradigma (cont.)

Uruguay

- Uruguay, por la calidad de sus recursos naturales, las características de su matriz energética, las capacidades generadas en el proceso de transición de la matriz eléctrica, la logística desarrollada y la confiabilidad del país para recibir inversiones, se perfila con un gran potencial en la economía del H2 verde.

Green Hydrogen:

Biogenic CO2 emissions do not add CO2 to the atmosphere, but rather returns the CO2 absorbed from the atmosphere by the biomass.

Biogenic CO2 can be combined with green hydrogen to produce electro-fuels.

Such fuels could provide carbon-neutral energy for hard-to-abate industries.

More developed CO2 infrastructure is needed to encourage adoption of this technology at scale

7.2 Mercado global

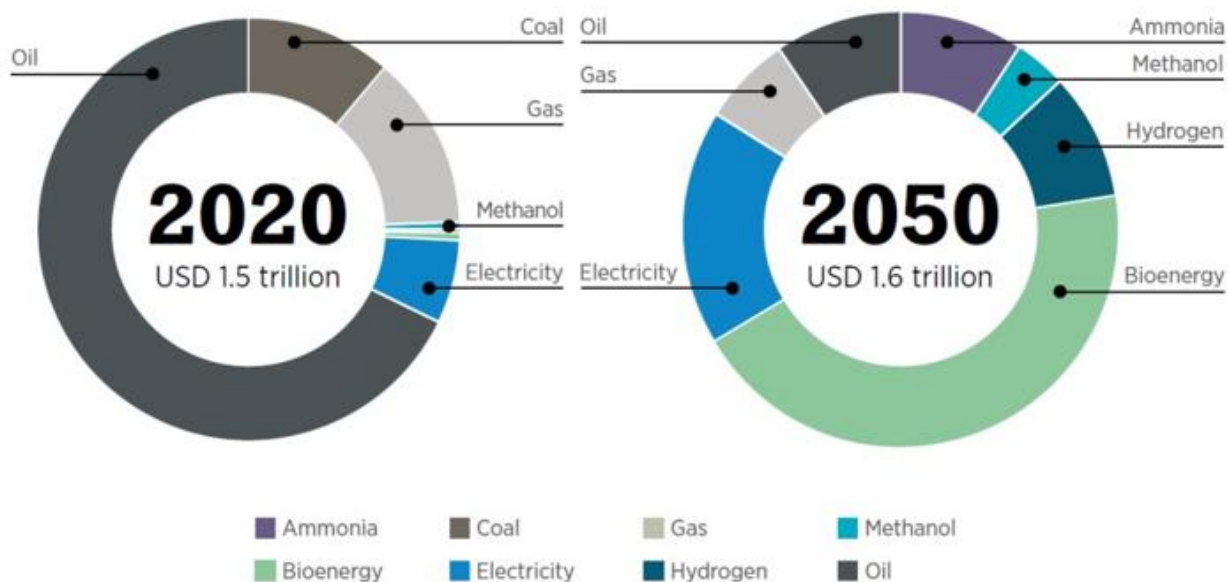


Mercado global

- El hidrógeno se utiliza ampliamente hoy en día en la refinación, la industria química (como materia prima), la industria del acero (como agente reductor) y para aplicaciones especiales en otras industrias. La evolución del uso del hidrógeno en estas aplicaciones estará determinada por la dinámica del mercado en estos sectores.
- Sin embargo, se espera que los esfuerzos de descarbonización impulsen el uso de hidrógeno en nuevas aplicaciones, particularmente en sectores donde las emisiones son difíciles de reducir y otras tecnologías de bajas emisiones no están disponibles o son muy difíciles de implementar.
- Entre estas se destaca el hidrógeno como agente reductor en Reducción Directa de Hierro (DRI) 100% hidrógeno, transporte, producción de combustibles a base de hidrógeno (como amoníaco o hidrocarburos sintéticos), mejora de biocombustibles, calefacción a alta temperatura en la industria y electricidad, almacenamiento y generación eléctrica, entre otras en las que se espera uso reducido debido a la existencia de alternativas más eficientes

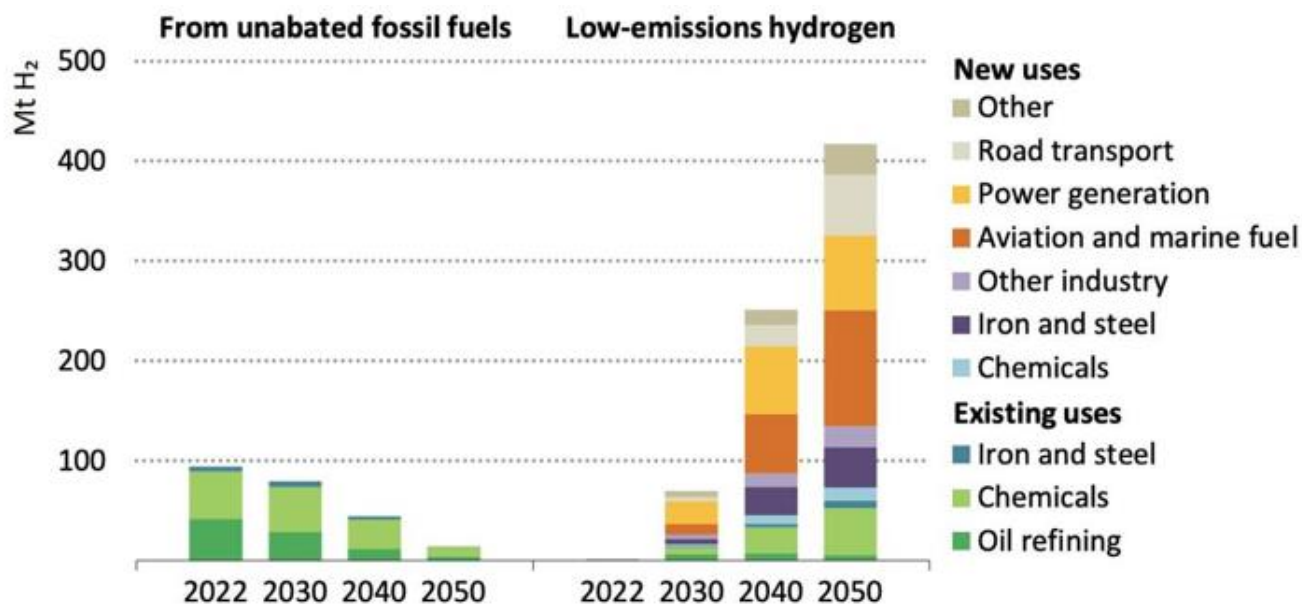
Mercado global (cont.)

Cambio en el valor del comercio de energéticos hacia 2050



Mercado global (cont.)

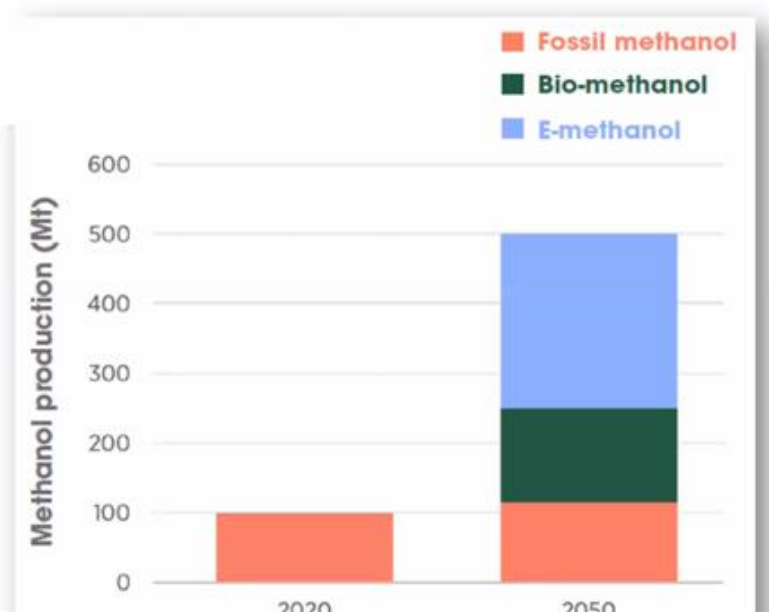
Demanda de H2 para alcanzar cero emisiones netas



Mercado global (cont.)

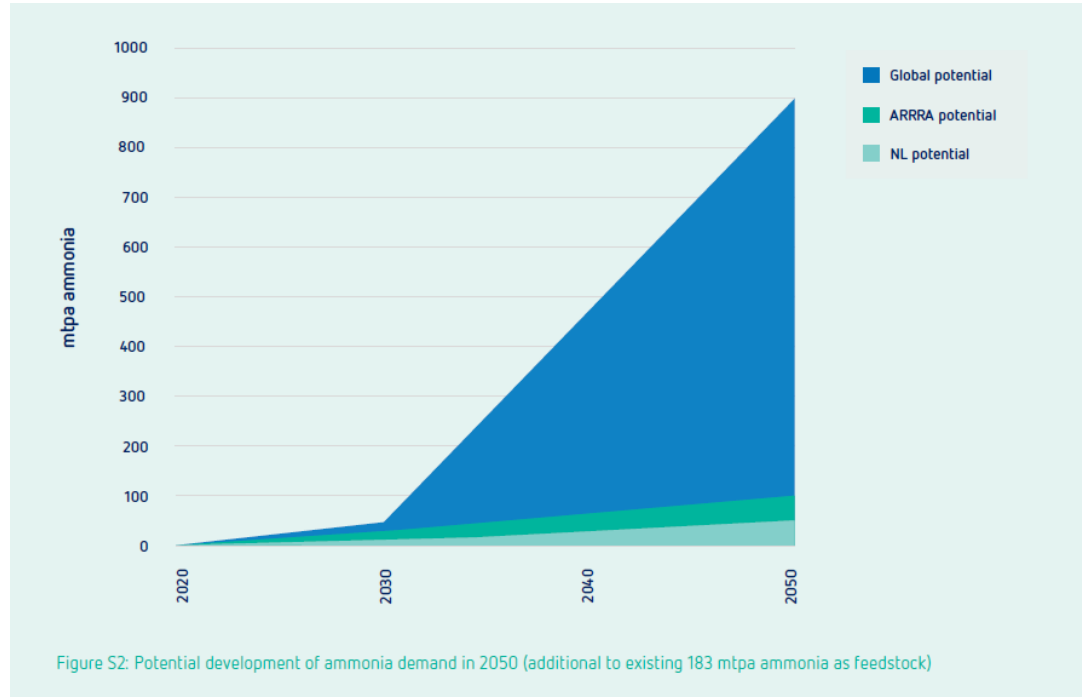
Metanol

- To meet increasing demand – methanol production may need a **five-fold growth by 2050** (500 Mt)
- To align such a growth with climate objectives – **more than 80%** of the production needs to be **renewable-methanol**



Mercado global (cont.)

Amoníaco



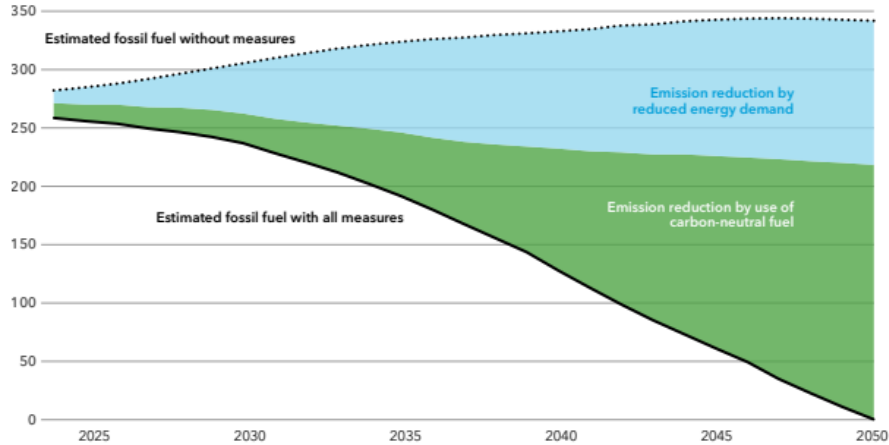
Mercado global (cont.)

Industria marítima - Emisiones

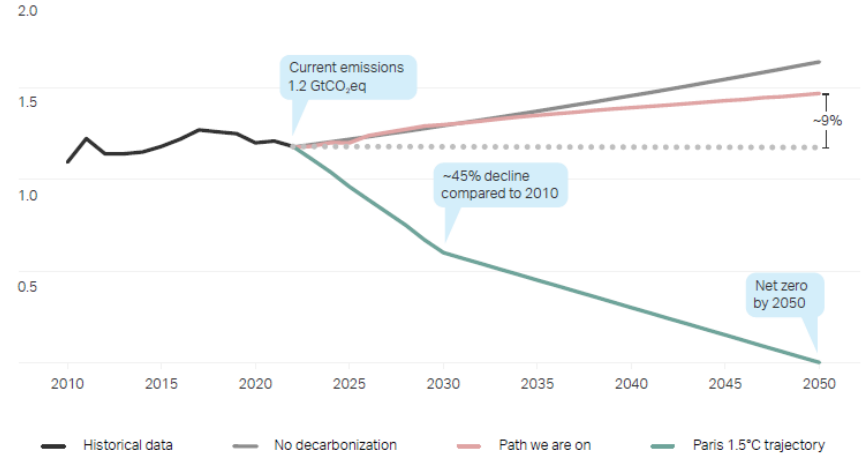
FIGURE 5-2

Simulated results for future demand of carbon-neutral fuels in shipping

Units: Million tonnes of oil equivalent (Mtoe)



WTW GtCO₂-eq/year

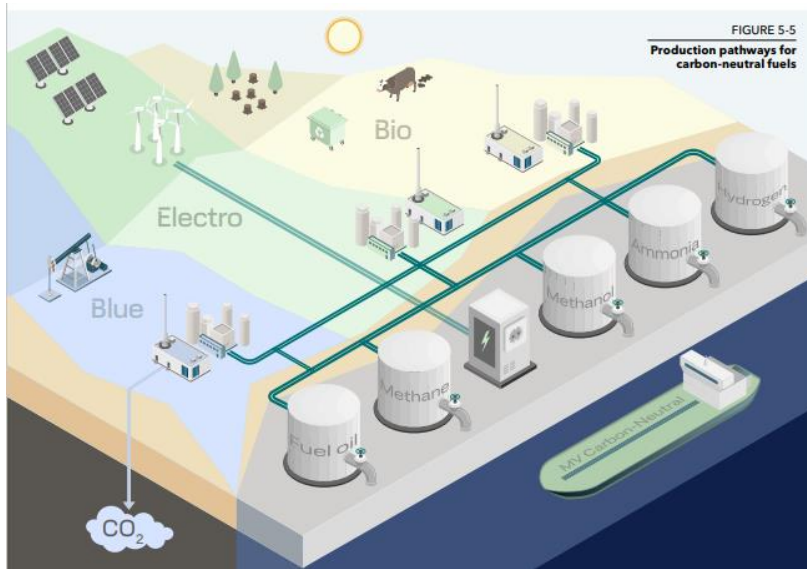


WTW = well-to-wake.

Historical data is based on the Third IMO GHG Study⁷ and Fourth IMO GHG Study⁸. The path we are on⁹ is based on MMMCZCS data and analysis as described in the ITS 2021.⁹

Mercado global (cont.)

Industria marítima - Transición



La industria marítima está considerando cuatro vías principales de combustible alternativo: metano, metanol, amoníaco y bioaceites/e-diesel.

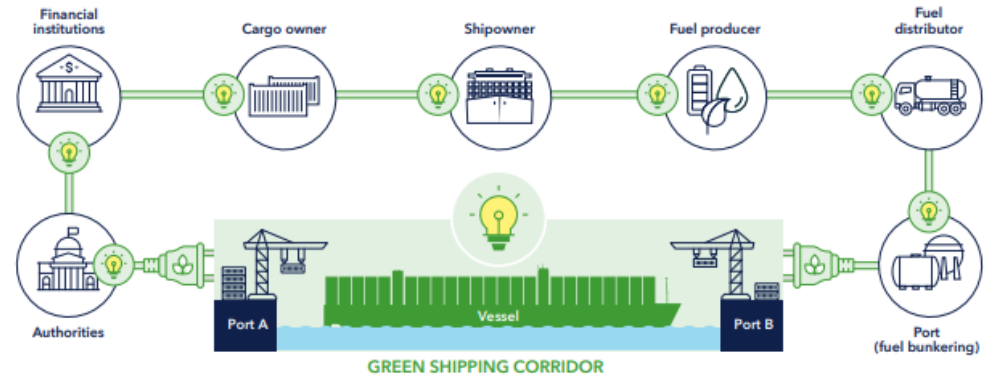
Algunos actores marítimos también están considerando el hidrógeno. Sin embargo, existen varias barreras para el uso del hidrógeno en el transporte marítimo de aguas profundas, incluida su baja densidad de energía volumétrica, el impacto resultante en la cubierta y el espacio de carga, los requisitos de almacenamiento a alta presión y baja temperatura, y los problemas de inflamabilidad.

Mercado global (cont.)

Industria marítima – Green shipping corridor

FIGURE 8-9

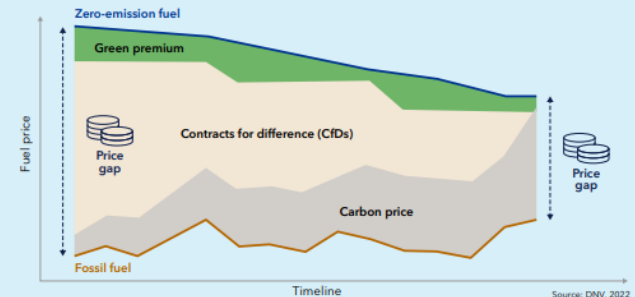
Simplified illustration of interconnections between selected stakeholders in a green shipping corridor ecosystem - similar to a series electric circuit, all stakeholders are connected end-to-end, forming a single path for current to flow



Finding ways to share risk and close the significant fuel cost gap is critical for realizing green shipping corridors. The EU's adoption of shipping into the EU ETS, and the IMO's work on market-based instruments, are policies for decreasing the cost gap (Chapter 3). However, they are not expected to be sufficient to create price parity with conventional fuels within this decade. Therefore, other cost- and risk-sharing mechanisms, such as Contract for Difference (CFD, see Figure 8-4) will be needed to support first movers developing green shipping corridors. If carbon prices or other measures are insufficient to reduce the price gap, stakeholders could have to pay a green premium for carbon-neutral fuel, a cost which most cargo owners are not expected to wish to cover.

FIGURE 8-4

Indication of how to close the price gap between carbon-neutral and fossil fuels. Without carbon price and CFDs, the whole price gap will be green premium



Source: DNV, 2022

Mercado global (cont.)

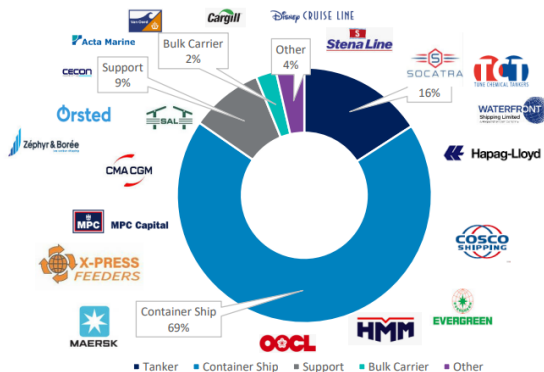
Industria marítima – OCI



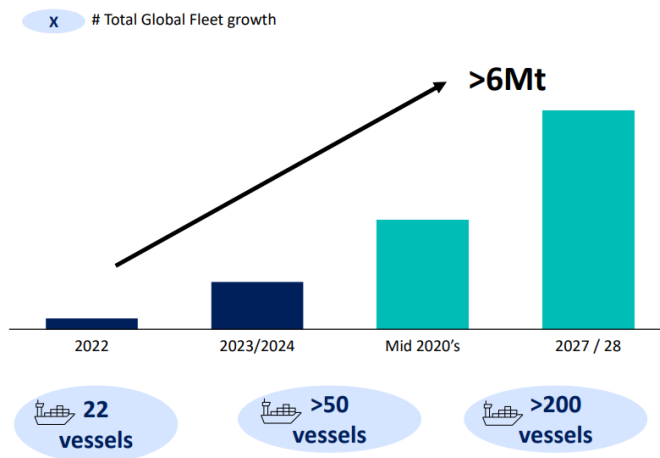
Methanol As Marine Fuel Accelerating Exponentially

Methanol marine orderbook is increasing dramatically and set to accelerate further, increasing interest from the bulker segment and now also retrofits

Current Confirmed Methanol DF Engines Orderbook



Incremental Methanol Demand From Marine Fuels, Mt



Mercado global (cont.)

Aviación



Mercado global (cont.)

Aviación

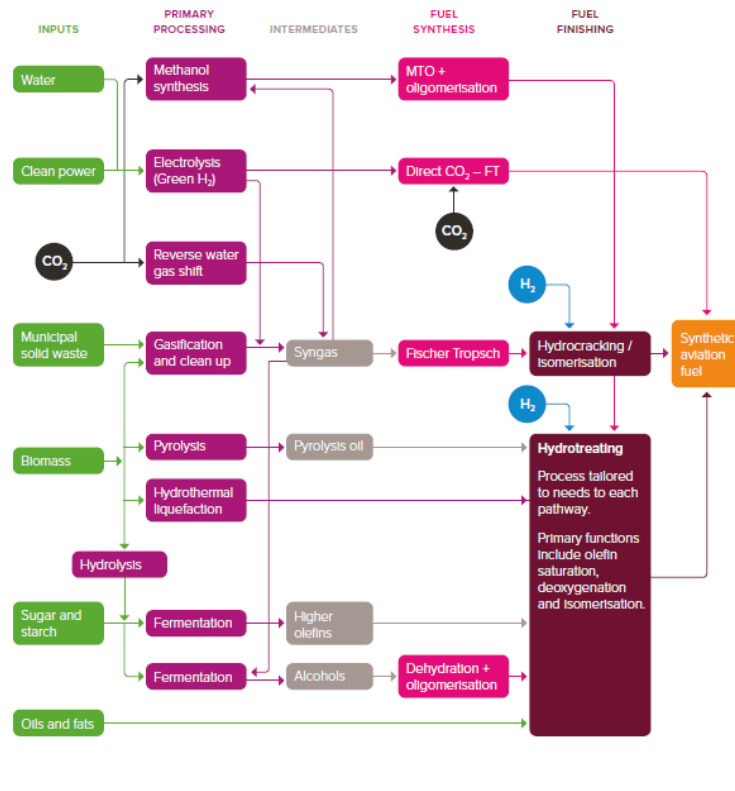
TABLE 1

ASTM-approved non-fossil-fuel-based jet fuel pathways

ASTM reference	Name	Feedstock options ^{44, 46}	Description	Blend Limit (%)	TRL ⁴⁷
ASTM D7566	FT-SPK	Gasified sources of carbon and hydrogen: Biomass (forestry residues, grasses, municipal solid waste)	FT conversion of syngas to synthetic paraffinic kerosene (SPK)	50	5 – 6
ASTM D7566	HEFA-SPK	Specifically, fatty acids and fatty acid esters, or more generally various lipids that come from plant and animal fats, oils, and greases (FOGs) eg tallow, used cooking oil, soybean oil, camelina	Hydro-processed esters and lipids from plant and animal sources to synthetic paraffinic kerosene	50	8
ASTM D7566	HFS-SIP	Sugars from direct (cane, sweet sorghum, sugar beets, tubers, field corn) and indirect sources (C5 and C6 sugars hydrolysed from cellulose)	Hydro-processed fermented sugars to synthesised iso-paraffins	10	7 – 8 (conventional sugars) 5 cellulosic sugars
ASTM D7566	FT-SPK/A	Same as FT-SPK, with the addition of some aromatics derived from nonpetroleum sources	FT conversion of syngas to synthetic paraffinic kerosene and aromatics	50	5 – 6
ASTM D7566	ATJ-SPK	Agricultural residues (stover, grasses, forestry slash, crop straws), forest residues, corn grain, herbaceous energy crops	Thermochemical conversion of alcohols (iso-butanol or ethanol) to paraffinic kerosene	50	5 – 6
ASTM D7566	CHU	Triglyceride-based feedstocks (plant oils, waste oils, algal oils, soybean oil, jatropha oil, camelina oil, carinata oil and tung oil)	Hydrothermal conversion of free fatty acids to paraffinic kerosene	50	6
ASTM D7566	HC-HEFA SPK	Bio-derived hydrocarbons such as algal oils	Hydroprocessed hydrocarbons, esters, and fatty acids SPK by the <i>Botryococcus braunii</i> species of algae	10	N/A
ASTM D1655	FOG	Fats, oils, and greases	Co-processing of fats, oils, and greases (FOG) in a traditional petroleum refinery	5	8 – 9

FIGURE 4

Potential routes to alternative synthetic aviation fuels



Mercado global (cont.)

Aviación

EXHIBIT 5
Additional SAF pathway characteristics

Criteria	HEFA	ABtL	PtL
Feedstock¹	Vegetable oils, waste, and residue lipids	Agricultural and forestry residues, municipal solid waste, and cellulosic cover crops	Renewable hydrogen and CO ₂
Feedstock Availability in Europe	Feedstocks are constrained by resource availability and demand competition with other sectors	Feedstocks are constrained by resource availability and demand competition with other sectors Increased availability in comparison with HEFA feedstock due to broader available range	Least restricted feedstock availability, due to large hydrogen production potential
GHG Emission Savings² in comparison to conventional jet fuel³	74%-84% ⁴	66%-94% ⁵	89-94%, 99% during use phase ^{6,7}
Readiness Level (RL)⁸ considering IEA readiness scale from 1 to 11 (technological and commercial)	Up to RL10 Commercially available (improvement in competitiveness and scale-up are needed)	Up to RL6 Components proven in conditions to be deployed	Up to RL5 Prototype proven at scale in conditions to be deployed

- En resumen: hay varias formas de producir SAF que se agrupan en:
- HEFA: de aceites vegetales, aceite de cocina u otros residuos como grasa animal.
 - Biomass to Liquids
 - Power to Liquids

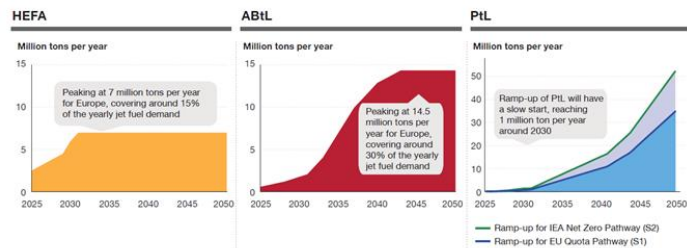
La que deriva del gasificación de la biomasa sería ABtL

La que deriva de hidrógeno + CO2 sería PtL.

Para llegar a escenarios de alta descarbonización se necesita PtL.

SAF Scenario 1: EU Quota Pathway						SAF Scenario 2: IEA Net Zero Pathway					
This scenario represents the announced ReFuelEU directive quotas proposal, ⁴³ which will likely be in place as of 2025. The mandates include an overall required minimum SAF share as well as a sub-quota for PtL SAF (Status July 2021). The ramp-up in this scenario represents the minimum legal requirements.						This scenario is based upon the underlying requirements of the IEA Net Zero scenario by 2050. ⁴⁴ Thereby, the SAF shares that are needed to reach such a goal were deduced, including a PtL sub-quota. The ramp-up in this scenario represents the SAF share required to meet the 1.5°C climate target.					
Minimum required SAF share						Minimum required SAF share					
	2025	2030	2035	2040	2050		2025	2030	2035	2040	2050
SAF share	2%	5%	20%	32%	63%	SAF share	2%	15%	32%	50%	75%
PtL share*	/	0.7%	5%	8%	28%	PtL share*	/	2%	7.5%	15%	30%

EXHIBIT 8
Ramp-up curves per SAF conversion pathway



Mercado global (cont.)

Aviación

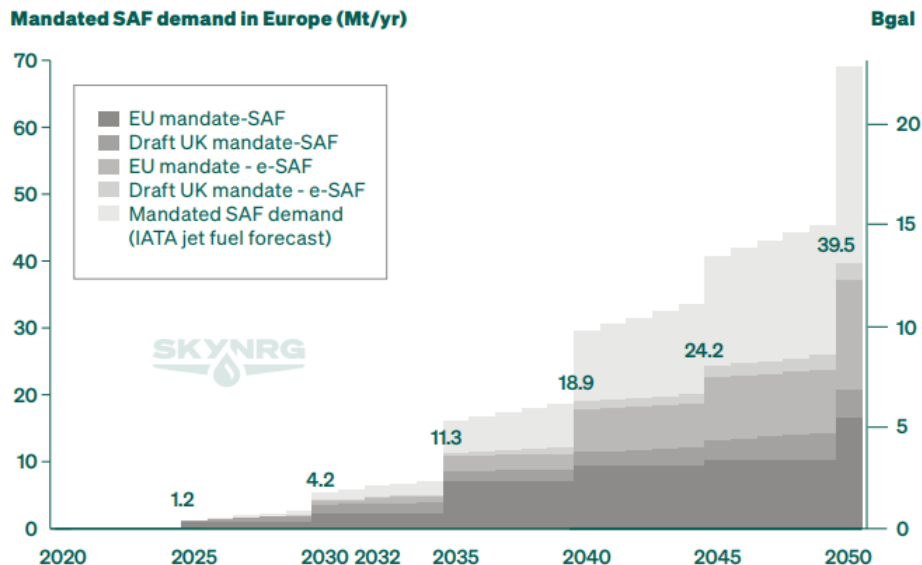
Minimum shares of SAF and synthetic aviation fuel required in the EU

	2025	2030	2032	2035	2040	2045	2050
SAF	2%	6%	6%	20%	34%	42%	70%
Synthetic aviation fuel	-	1.2%	2%	5%	15%	20%	35%

UK government is considering a SAF mandate of 10% by 2030, including a cap on waste oil use

Mandated SAF demand in the EU and UK are expected to reach > 40 Mt by 2050^e

Mandated SAF demand in Europe (Mt/yr)

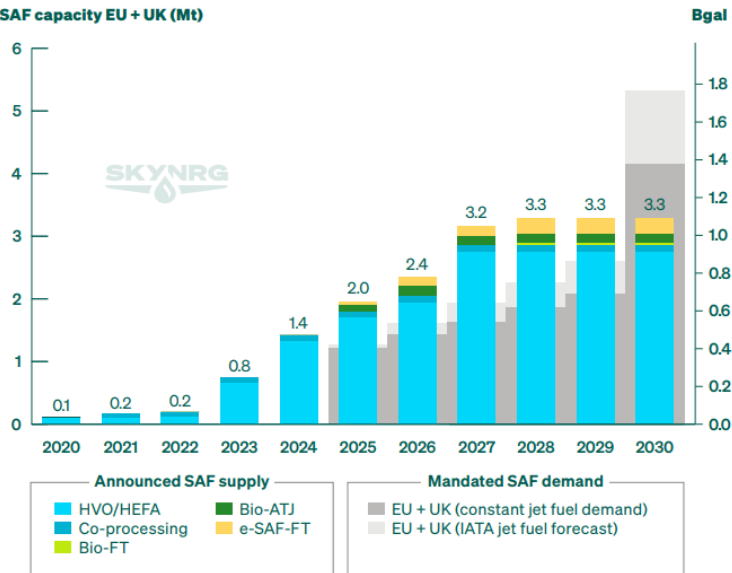


Mercado global (cont.)

Aviación – EU and UK

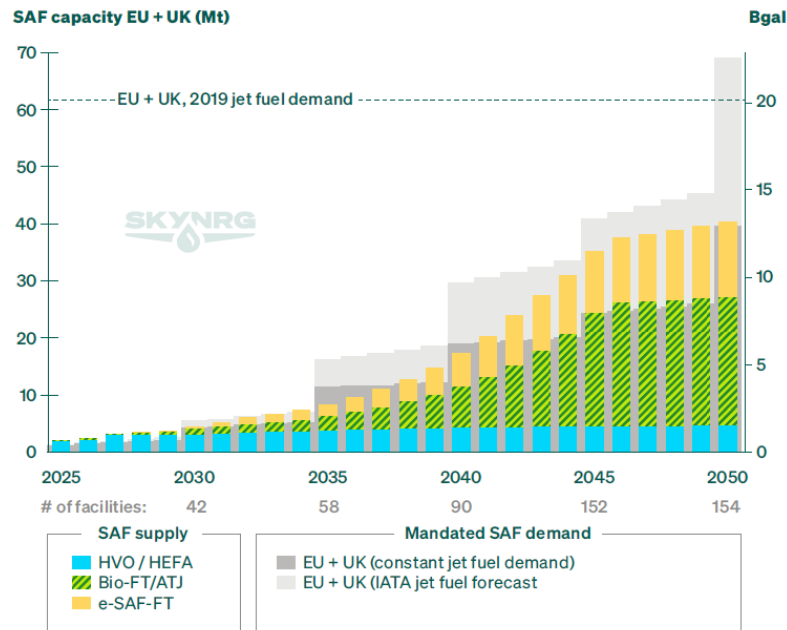
More announcements or imports are needed to close 'supply gap' in 2030*

SAF capacity EU + UK (Mt)



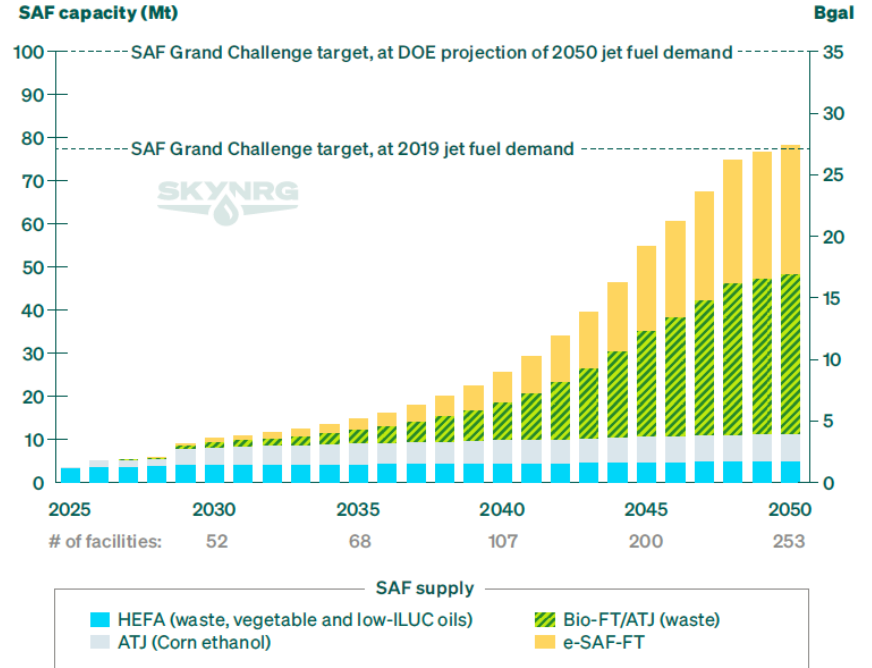
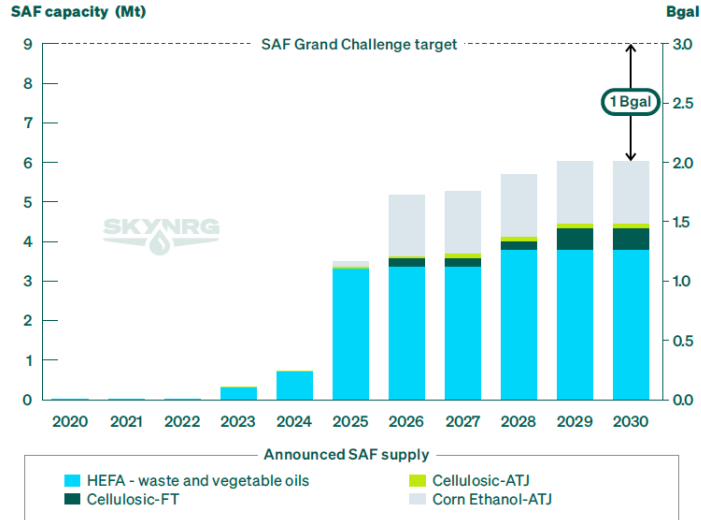
European SAF capacity vs. mandated SAF demand until 2050

SAF capacity EU + UK (Mt)



Mercado global (cont.)

Aviación – US



Mercado global (cont.)

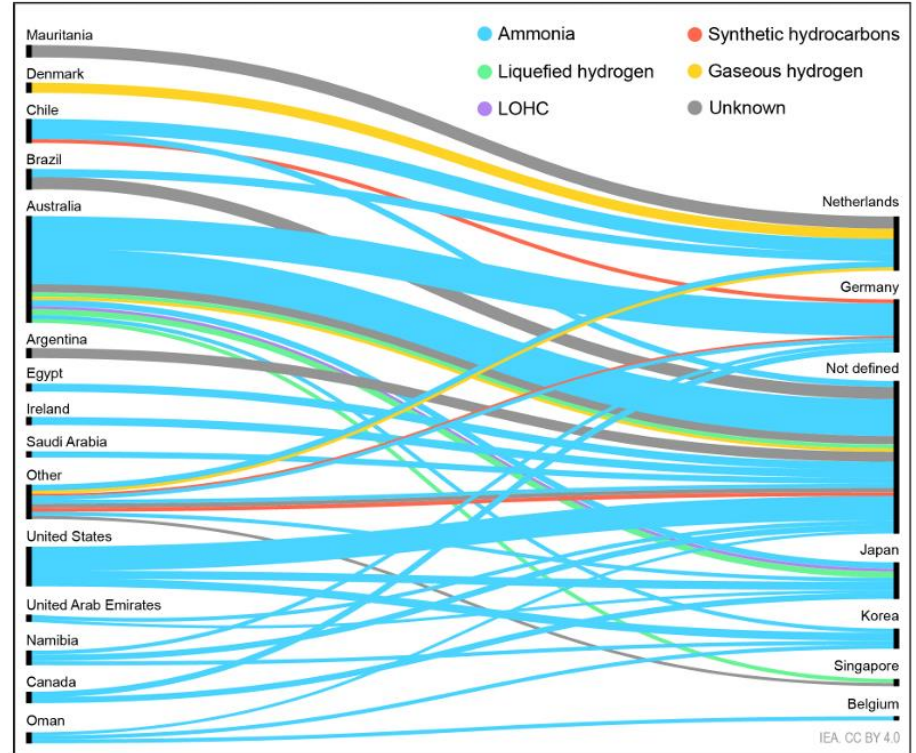
Comercio internacional

- El comercio internacional de hidrógeno se encuentra en etapa incipiente. En el escenario NZE, IEA espera que más del 20% de la demanda comercial de hidrógeno y derivados combustibles se cubre a través del comercio internacional para 2030
- Cuando un proyecto no pueda aprovechar las terminales o tuberías preexistentes, será necesario desarrollar la infraestructura en paralelo a la construcción de la planta, ya que la construcción de nueva infraestructura a menudo puede ser la parte más larga de toda la construcción.
- Al mismo tiempo, es necesario asegurar contratos con los compradores para garantizar la sostenibilidad económica del proyecto.

Mercado global (cont.)

Comercio internacional

Figure 4.3 Potential low-emission hydrogen trade flows based on announcements, 2030

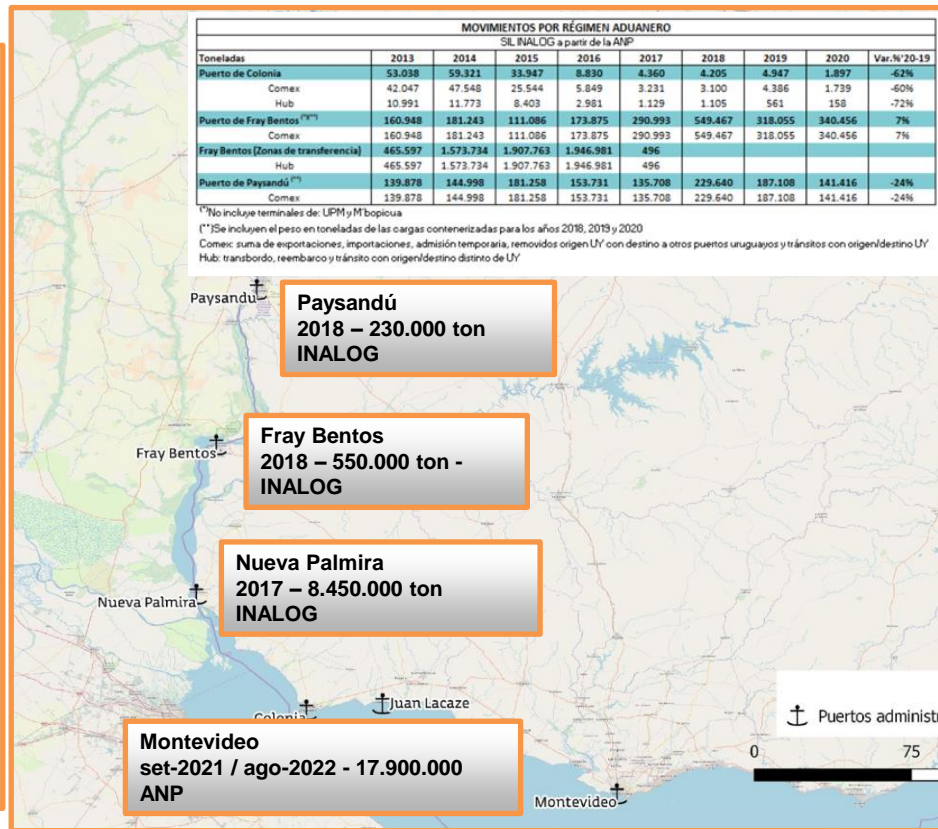
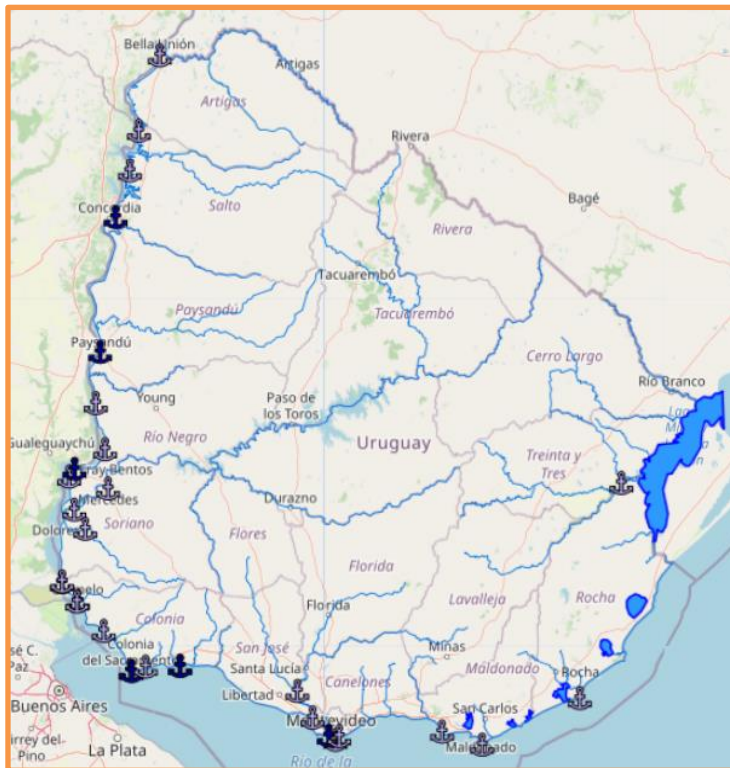


Fuente: IEA, Global Hydrogen Review 2023

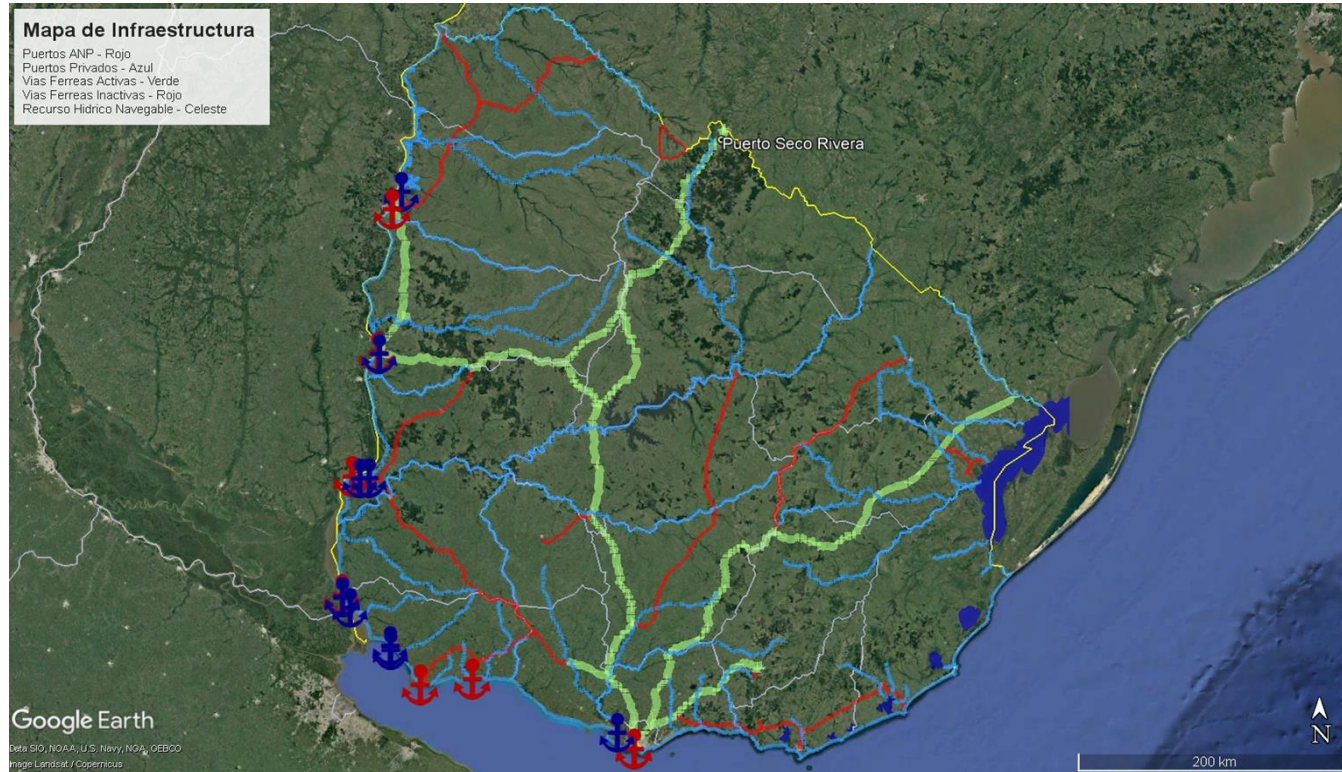
7.4 Infraestructura



Infraestructura portuaria



Infraestructura portuaria y férrea existente



7.5 Marco Normativo



Regulación: Otros aspectos

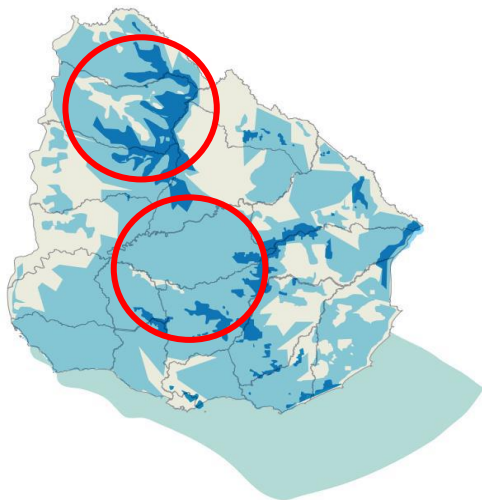
- Remuneración y reconocimiento de servicios a la red
- Servidumbres y toma de urgente posesión
- Agrupamiento de generadores y consumidores
- Definición de Período Firme: Período No Valle

Servidumbres

- El art. 237 de la Ley N° 20.075 regula el régimen de servidumbres aplicable a la construcción de infraestructura de transporte de vectores energéticos e insumos industriales y productos asociados a proyectos de hidrógeno verde y derivados, aunque se encuentra pendiente de reglamentación.
- La reglamentación debería regular o cubrir aspectos como: indemnización que resulte aplicable como consecuencia de la servidumbre, régimen de solución de conflictos, procedimientos y plazos.
- Toma urgente no es algo que esté regulado y puede resultar un problema para los nuevos proyectos.

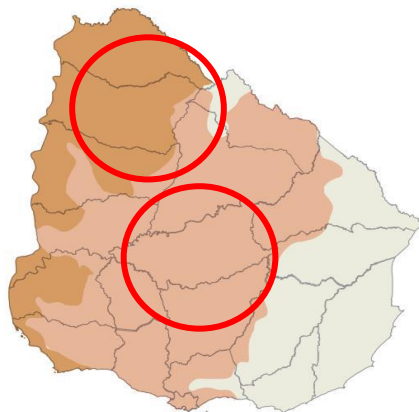
Rol de los hubs de producción y consumidores

Capacidad eólica *onshore* y *offshore*



- Nivel I | >8m/s | ~30 GWs | Área total= 17.500 km²**
Supuestos: 15% de km² > ~10 MW/km²
- Nivel II | >7m/s | ~50 GWs | Área total= 97.300 km²**
Supuestos: 5% de km² > ~10 MW/km²
- Offshore | 275 GW**
Supuestos: 5% de km² > 20-30 MW/km²

Capacidad solar fotovoltaica



- Nivel I | ~60 GWs**
Área total= 31.500 + 6.500= 38.000 km²
- Nivel II | ~135 GWs**
Área total= 81.400 km²

Polos de producción y consumo

El artículo 46 del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica establece que el Distribuidora podrá autorizar a una Persona Jurídica a actuar por cuenta de un agrupamiento de consumidores.

No hay reglamentación relevante respecto a la instalación de hubs de producción.

Agrupamiento de consumidores

- La persona jurídica es quien mantiene relación con UTE y las condiciones básicas son:
 - Acordar condiciones de suministro (mismas que el Distribuidor cumple para esa zona). Distribuidor verifica que la persona jurídica sea apta para cumplir estas condiciones
 - Los consumidores de energía no se pueden vender energía entre sí o a un tercero ajeno al mismo.
 - Distribuidor puede oponerse a prestar el servicio si las instalaciones no cumplen con las normas técnicas de seguridad.
- Analizar cambio normativo para que el PE quién determine viabilidad de agrupamiento con previa opinión del Distribuidor

Definición de Período Firme

- Art. 218 del RMMEE en la nueva redacción establece que el Período Firme es aquella fuera del Bloque Valle.
- Inconsistencia de la definición del Período Firme con el mecanismo para la determinación de la Potencia Firme de Largo Plazo.
- Necesidad de reformar el artículo.

Red del futuro: Más compleja e interconectada

