



**CEARE**

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD  
REGULATORIA ENERGÉTICA

---

**HIDRÓGENO EN ARGENTINA: CONDICIONES  
NECESARIAS PARA SU DESARROLLO Y  
PROPUESTAS PARA UN MARCO REGULATORIO**

---

**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA  
UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES**

**Tesista: Juan Carlos Villalonga  
Director: Mauricio Roitman**

**Ciudad Autónoma de Buenos Aires, julio de 2023**

## Contenido

Siglas, abreviaturas y acrónimos .....	5
Introducción .....	7
1. Debate teórico: estado del arte y marco conceptual.....	9
1.1 Estado del arte: el debate público del hidrógeno .....	9
1.2 Marco conceptual .....	15
A. Transición energética.....	16
B. Descarbonización de la economía.....	17
C. Transición justa .....	18
D. Energías renovables.....	19
E. Los “colores” del hidrógeno .....	21
F. Marco institucional y regulatorio .....	24
2. Metodología .....	26
2.1 Aporte proyectado .....	26
2.2 Esquema de trabajo .....	27
2.3 Fuentes.....	28
3. Contexto global y transición energética.....	30
3.1 ¿Cuánto cambio climático es tolerable? .....	30
3.2 El “carbon budget” y la meta de descarbonización .....	34
3.3. Una transición energética acelerada.....	37
3.4 La transición en la Argentina.....	41
4. Desarrollo global esperado del hidrógeno.....	45
4.1 Demanda global de hidrógeno.....	47
4.2 Composición de la demanda de hidrógeno .....	51
Refinación:.....	52
Combustibles sintéticos .....	52
Industria .....	52
Transporte .....	53
Edificios .....	54
Generación eléctrica .....	54
4.3 Características de la demanda global.....	54
Volúmenes de hidrógeno al 2050 .....	55
Relevancia relativa global.....	56
Demanda de electricidad .....	56
Hidrógeno comercializable.....	56

Característica de esa demanda global .....	57
4.4. Desarrollo regional del hidrógeno .....	57
5. Desarrollo esperado del comercio internacional del hidrógeno.....	59
6. América Latina en el futuro contexto global del hidrógeno .....	63
¿Qué porción del mercado internacional del hidrógeno puede capturar América Latina? .....	64
¿Cómo se configura la demanda europea de hidrógeno? .....	66
La capacidad productiva de la región.....	71
7. Condiciones necesarias para el desarrollo del hidrógeno: Chile, Uruguay y Argentina. ....	79
La Hoja de Ruta de Chile .....	80
La Hoja de Ruta de Uruguay.....	84
El punto de partida de Argentina .....	89
Energías renovables .....	89
Política climática.....	93
Performance económica y política del país .....	94
Desarrollos iniciales.....	96
8. Ejes políticos para estructurar una política de desarrollo del hidrógeno en Argentina .....	102
Eje 1 – Condiciones favorables para las inversiones.....	102
Eje 2 - Política climática y de descarbonización.....	103
Eje 3 - Desarrollo mercado doméstico del hidrógeno.....	104
Eje 4 – Relaciones internacionales .....	104
Eje 5 – Marco normativo y de promoción.....	105
¿Por qué es prioritario el marco normativo y de promoción?.....	106
9. Propuesta de una Ley Nacional de Hidrógeno .....	107
Capítulo I – Política Nacional.....	107
Capítulo II – Objetivos .....	108
Capítulo III – Definiciones.....	111
Capítulo IV – Beneficiarios .....	112
Capítulo V – Autoridad de Aplicación.....	114
Capítulo VI – Infracciones y Sanciones.....	116
Capítulo VII – Fondo .....	117
Capítulo VIII – Régimen Promocional.....	118
Impuesto al Valor Agregado.....	119
Impuesto a las Ganancias.....	119
Certificado Fiscal .....	120
Importaciones .....	121
Carga financiera del pasivo financiero .....	121

Capítulo IX – Disposiciones Finales .....	127
10. Conclusiones.....	129
ANEXOS .....	134
Anexo 1. Electrolizadores .....	134
Tipos de electrolizadores .....	134
Parámetros característicos en la electrolisis.....	135
Anexo 2. Captura de Carbono .....	136
Anexo 3. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC).....	139
Bibliografía y fuentes informativas .....	144
A. Bibliografía .....	144
B. Entrevistas.....	152

## Siglas, abreviaturas y acrónimos

AC	Acuerdo de Copenhague
AP	Acuerdo de París
AR6	Sexto Informe de Análisis del IPCC
BAU	Business As Usual
BNEF	Bloomberg NEF (New Energy Finance)
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAPEX	Capital expenditures / Gastos de capital
CBAM	Carbon Border Adjustment Mechanism / Mecanismo de ajuste en frontera del carbono
CBDR	Common But Differentiated Responsibilities / Responsabilidades Comunes pero Diferenciadas
CCS	Carbon Capture and Storage / Captura de carbono y almacenamiento
CCUS	Carbon Capture, Usage and Storage / captura de carbono, utilización y almacenamiento
CEA	Cámara Eólica Argentina
CES	Consejo Económico y Social
CH3OH	Metanol
CH4	Metano
Cl2	Cloro
CMNUCC	Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO	Monóxido de carbono
CO2	Dióxido de carbono
CO2eq	Dióxido de Carbono equivalente
CO2eq/kgH2	Dióxido de carbono equivalente por kilogramo de H2 obtenido
CORFO	Corporación de Fomento de la Producción (Chile)
DRI	Direct Reduced Iron / Reducción directa del mineral de hierro
EHB	European Hydrogen Backbone
EJ	Exa Joule (1 J x 10 <sup>12</sup> )
EMBI+	Emerging Markets Bond Index Plus
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ERNC	Energías Renovables No convencionales
EROI	Energy Return on Investment
ESGI	Environmental, Social and Governance Index
ET	Estación Transformadora
FODER	Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit / Soc. Alemana p/la Cooperación Internacional
GtCO2eq	Gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente
GW	Giga Watts (1 W x 10 <sup>9</sup> )
H2	Hidrógeno
H2O	Agua
HHV	Higher heating value / Poder calorífico superior
IEA	International Energy Agency / Agencia Internacional de Energía
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
IPCC	Panel Intergubernamental de Cambio Climático
IRENA	International Renewable Energy Agency / Agencia Internacional de Energías Renovables
LHV	Lower Heating Value / Valor calorífico inferior
LNG	Liquefied natural gas / Gas natural licuado
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
MAYDS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Argentina)
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería (Uruguay)
MMBTU	Millón de BTU (British Thermal Units)
MOU	Memorandum of understanding / Memorando de entendimiento
Mt	Millones de toneladas
MtCO2e	Millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente
MW	Mega watts
MWh	Mega watt hora
NaCl	Cloruro de sodio
NaOH	Hidróxido de sodio
NDC	Nationally Determined Contribution / Contribución Determinada Nacionalmente
NH3	Amoníaco
OIT	Organización Internacional del Trabajo

ONU	Organización de las Naciones Unidas
OPEX	Operational expenditures / Gastos operativos
PD	Power Density / Densidad de Potencia
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PK	Protocolo de Kioto
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaic
RECAI	Renewable Energy Country Attractiveness Index
SAyDS	Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (Argentina)
SMR	Steam Methane Reforming / Reformado de metano con vapor
SMR	Small Modular Reactors
SSPx-y	Shared Socioeconomic Pathways / Trayectorias Socioeconómicas Compartidas
TW	Tera Watts (1 W x10 <sup>9</sup> )
TWh	Tera Watt hora (1 Watt/hora x 10 <sup>9</sup> )
UNEP	United Nations Environment Programme / Programa de Naciones Unidas p/el Medio Ambiente
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD/kgH <sub>2</sub>	Dólares por kilogramo de H <sub>2</sub> producido
W/m <sup>2</sup>	Watts por metro cuadrado
WACC	Weighted Average Cost of Capital / Costo medio ponderado del capital

## Introducción

El objetivo de este trabajo es explorar y describir el potencial que tiene el desarrollo de la industria del hidrógeno “verde” o de origen renovable en Argentina, estudiando aquellos factores relevantes que puedan facilitar su desarrollo o condicionarlo, a fin de hacer una contribución académica y para el debate público. En este marco, se propone, además, un proyecto de marco institucional y regulatorio que haga factible el máximo aprovechamiento económico y social de esta industria para el país.

En el desarrollo del tema de investigación se buscará cubrir los siguientes objetivos específicos: caracterizar el marco político global en el que se inserta la industria del hidrógeno “verde”; dimensionar el mercado global y nacional para la futura demanda de hidrógeno “verde”; Identificar las principales barreras que presenta la Argentina para el desarrollo del hidrógeno; identificar instrumentos para eliminar o superar esas barreras; y proponer un texto que reúna las propuestas institucionales y normativas para un marco regulatorio que promueva el desarrollo del hidrógeno “verde” en la Argentina.

Para realizar este trabajo se hará una descripción de las condiciones que nos han traído hasta la actual coyuntura y que justifican el estudio de las potencialidades del hidrógeno. El Capítulo 1, estado del arte y marco conceptual, está centrado en describir el contexto en el que se inserta el trabajo y bajo qué premisas conceptuales lo realizaremos. Muchos de los conceptos que se utilizan a lo largo del trabajo o que subyacen como conceptos implícitos requieren de ser precisados al momento inicial. También resulta de utilidad mostrar algunas observaciones y tensiones existentes en el debate sobre la transición energética y el hidrógeno en particular.

En el capítulo 2 se describe sintéticamente el aporte que se espera realizar con este trabajo y los objetivos específicos del mismo. Se incluye el esquema del trabajo y la metodología utilizada para el desarrollo de cada una de las tareas que se programan. Posteriormente, en el capítulo 3, se presenta el contexto global e implicancias de la transición energética. Allí se dará cuenta de la evolución del debate en torno a dicha transición lo que permitirá comprender por qué el hidrógeno ha cobrado el impulso que hoy tiene, aún a pesar de no mostrar costos que sean aún atractivos en relación a las tecnologías convencionales que pretende desplazar. En este capítulo se buscará describir la naturaleza subyacente del cambio climático como impulsor de las políticas industriales para hacer madurar la industria del hidrógeno. La dinámica de una transición que se acelera también tiene su correlato en los planes climáticos locales e industria nacionales.

En base a lo que se ha denominado como transición acelerada, en el Capítulo 4 se dará cuenta del desarrollo global que se espera para el hidrógeno. En este capítulo se procura brindar un panorama lo más realista posible de cuáles son los escenarios globales más probables para el hidrógeno, tanto en su inserción en diferentes sectores como el en volumen de la demanda esperada del mismo. También a partir del análisis de los escenarios mejor respaldados se espera tener una presunción lo más realista posible de la composición de la demanda futura de cada tipo de hidrógeno, siempre tomando como horizonte el año 2050.

Entendiendo las razones que motorizan el empuje del hidrógeno y el rol global que se espera otorgarle a esta industria, se analiza en el Capítulo 5 cuál es el desarrollo esperado del comercio internacional del hidrógeno, un aspecto de interés clave para nuestro país, el despliegue del comercio global del hidrógeno. En esta instancia resulta de gran importancia comprender el impacto que está teniendo la guerra en Ucrania en términos de revalorización de la seguridad energética y

que modifica algunos de las expectativas iniciales en relación al hidrógeno como un nuevo commodity.

El Capítulo 6, se centra en América Latina en el futuro contexto global del hidrógeno y nos adentramos en cómo puede la región insertarse en la dinámica descrita previamente. No sólo se debe tener en cuenta el potencial físico de la región sino también como se comienza a estructurar las relaciones bilaterales y regionales de posibles rutas de comercio internacional. El análisis de lo que está ocurriendo en Europa es crucial, dado que esa región promete ser el principal demandante de hidrógeno latinoamericano. Aquí se comienza a visualizar el posicionamiento de algunos países de América latina y las debilidades que muestra Argentina para insertarse en el comercio global. Este capítulo busca plantear una mirada realista sobre las posibilidades de Argentina.

Cabe señalar que la demanda global de hidrógeno significará la producción de diversos derivados del mismo, ya sea amoníaco, metanol, combustibles sintéticos u otras alternativas que hagan más sencillo su transporte y almacenamiento. A esto debe añadirse la factibilidad de que esas exportaciones de hidrógeno se canalicen a través de productos finales tales como fertilizantes, combustibles o industrias que utilicen hidrógeno en sus procesos como puede ser el caso del acero o plásticos (Gallego, 2018).

En base a las dificultades y condicionantes descritos en el capítulo previo, en el Capítulo 7 se plantea cómo debería prepararse la Argentina para el desarrollo de la economía del hidrógeno, por lo que se pone el foco en dos ejemplos de la región, Chile y Uruguay, que se encuentran hoy en mejores condiciones que Argentina en la consideración internacional en materia de hidrógeno. Este capítulo desarrolla el eje sustantivo del estudio. Aquí se considera útil describir las fortalezas que son valoradas en cada uno de esos países y que los posiciona en un lugar destacado, muy por encima de nuestro país; esto a pesar de contar con menores recursos naturales disponibles para la producción a escala de hidrógeno. Detectar algunos puntos de partida clave y las principales características de las hojas de ruta que han desarrollado nos permitirán comenzar a analizar algunos de los ejes por donde Argentina debe enfocarse.

Se desarrolla en el Capítulo 8 una síntesis de los ejes políticos principales para diseñar una política consistente en materia de hidrógeno para Argentina. De este modo, se propone de manera realista y contemplando los debidos tiempos que demandarán algunos procesos, un conjunto de ideas que no debería estar ausentes al momento de intentar consensuar una política industrial asociada al hidrógeno. Por razones de coyuntura y propias del contexto doméstico, el marco regulatorio aparece como un primer paso necesario para ese proceso.

En el Capítulo 9 se realiza una propuesta integral de marco regulatorio en donde se procura dar una completa fundamentación de cada una de las alternativas adoptadas en el articulado que se presenta. Este es uno de los insumos más relevantes para el actual proceso de debate político y económico en torno al hidrógeno en Argentina. Entendiendo que un régimen de promoción debe ser preciso en sus mecanismos y ser lo más justo posible en el esfuerzo fiscal que implica el mismo, se enfatiza que en el hidrógeno verde están las mayores y casi excluyentes expectativas de exportación y que en la demanda doméstica otras opciones como el hidrógeno azul encontrarán su camino en base a una industria ya consolidada como es la de hidrocarburos. Entendiendo que a lo largo de los capítulos previos queda justificado que es el hidrógeno de origen renovable el que representa una oportunidad de exportaciones para nuestro país, el marco regulatorio procura mantener ese foco en el régimen y en los planes estratégicos previstos en el mismo.

## 1. Debate teórico: estado del arte y marco conceptual

### 1.1 Estado del arte: el debate público del hidrógeno

En los últimos años varios estudios colocan en un sitio de relevancia al hidrógeno como vector energético en el marco del proceso de la *transición energética* global (IPCC GWIII, 2022, IEA 2022). La transición energética puede definirse como el proceso de sustitución de los hidrocarburos (carbón, gas y petróleo) por fuentes energéticas de bajas o nulas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El desplazamiento de fuentes energéticas fósiles se encuadra en el marco de las políticas de mitigación del cambio climático, surgidas centralmente de la implementación de acuerdos internacionales<sup>1</sup> que señalan, entre otras cosas, que este proceso deberá producirse durante las próximas tres décadas.

El renovado interés en el hidrógeno se debe, en gran medida, a la necesidad de diseñar planes energéticos para descarbonizar la economía en tiempos perentorios, marcados por la agenda que emerge del Acuerdo de París (2015) y otros compromisos posteriores. Otro aspecto que impulsa este interés es la significativa baja en los costos de las energías renovables en los últimos 10 años y su rápido despliegue en un gran número de países. También es de destacar que el mercado de electrolizadores proyecta una baja importante en sus costos acorde ganen escala los proyectos de hidrógeno. Todos estos factores contribuyen a que el hidrógeno se encuentre hoy en un momento de muy alta visibilidad en la agenda energética (IRENA, 2020).

La próxima transición tecnológica, determinada por la necesidad de abandonar los combustibles fósiles, tendrá como grandes protagonistas a las denominadas energías renovables, principalmente a las energías eólica y solar (IRENA, 2020). Pero, para que estas fuentes puedan suministrar altos porcentajes de la demanda global deben desplegarse a gran escala las tecnologías de almacenamiento -como las baterías- o tecnologías como el hidrógeno, que puede actuar como almacenamiento energético, como combustible o insumo para la industria química. En cualquier escenario de descarbonización de la matriz energética, el hidrógeno es considerado un insumo clave para una serie de aplicaciones que presentan una gran complejidad para sustituir fuentes fósiles (IRENA & JRC, 2021).

La región de América Latina está expectante ante el potencial desarrollo de un mercado internacional del hidrógeno ya que, por sus enormes recursos en materia eólica y solar, podría ser un gran proveedor global de hidrógeno de origen renovable. Dado que la producción del hidrógeno renovable o “verde” requiere de agua y electricidad renovable, su costo de producción depende entre un 55% y 75%<sup>2</sup> del costo de la electricidad que se consume. El hidrógeno verde se basa en la obtención de este gas por la electrólisis del agua, utilizando energía eléctrica renovable. Esto hace que aquellos países que poseen abundantes recursos renovables para producir energía a bajo costo sean los que se posicionan en mejores condiciones para suministrar un hidrógeno verde competitivo (IEA, 2021a).

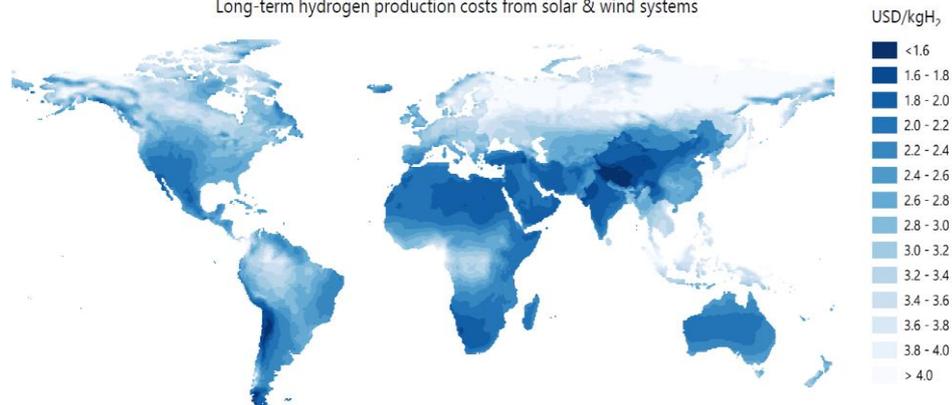
---

<sup>1</sup> Como se verá en mayor detalle luego, se trata fundamentalmente de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC-1992) y el Acuerdo de París (AP-2015), éste último, documento subsidiario de la Convención.

<sup>2</sup> Es un rango aproximado que permite visualizar que la electricidad es la principal componente en los costos del hidrógeno. Adoptamos inicialmente este rango que utiliza la IEA en su informe *Hydrogen in Latin America. From near-term opportunities to large-scale deployment* (2021).

Gráfico 1 - El costo de producción de hidrógeno renovable

Long-term hydrogen production costs from solar & wind systems



**Nota:** El mapa muestra aquellas regiones en donde la producción de hidrógeno en base a fuente renovables (solar/eólica) puede alcanzar los costos más competitivos en el contexto de un mercado global de hidrógeno verde. Fuente: IEA (2019)

Si bien el potencial del país o la región de América Latina para convertirse en un gran productor de hidrógeno viene dado principalmente por los recursos naturales renovables disponibles para la generación eléctrica necesaria, se deben evaluar los costos de producción que se pueden alcanzar y estimar la futura demanda interna y externa. Es clave determinar qué porción de esa demanda interna y externa podrá ser satisfecha por la producción local de hidrógeno y qué marco regulatorio e institucional será más favorable para lograrlo.

Además de existir un mercado local para el hidrógeno, fundamentalmente en la industria química y en refinerías, las expectativas se focalizan en un potencial desarrollo industrial de gran escala para la producción de hidrógeno y compuestos, como amoníaco o metanol, que pueden ser exportados. Se presume que estos compuestos en base a hidrógeno obtenido a partir de fuentes de energía renovable tendrán una alta demanda global a partir de 2030 dado los fuertes compromisos climáticos que han asumido un conjunto creciente de países industrializados (Klevstrand, 2023).

Según una estimación recientemente publicada por el Consejo Económico y Social, organismo dependiente de la Presidencia de la Nación, las exportaciones de hidrógeno para 2050 podrían alcanzar los 15.000 millones de dólares anuales, un valor equivalente a las actuales exportaciones del complejo sojero. Este desarrollo también resultaría muy importante para la generación de empleo de calidad, estimándose en 50 mil puestos de trabajo vinculados a la cadena productiva del hidrógeno (Schteingart, D. 2021).

A pesar de la incertidumbre en torno a la escala futura que puede alcanzar la industria del hidrógeno, no parece haber mayores dudas acerca de su participación dentro del menú tecnológico para realizar la transición energética. Es necesario que esta transición se desarrolle muy rápidamente, puesto que deberá lograrse la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a escala global para mediados del año 2050, es decir, en tan sólo 30 años (Boehm et. Al., 2021).

La transición energética es motivo de grandes debates y negociaciones internacionales, y deberá transformarse en una política a ser implementada también en Argentina. Nuestro país adelantó el objetivo nacional de lograr la “carbono neutralidad” al 2050 en septiembre de 2019 en el marco de la Asamblea General ONU, y luego fue ratificado al enviarse la comunicación oficial de la

Segunda Contribución Determinada Nacionalmente (NDC, por sus siglas en inglés) ante la Convención Marco de Cambio Climático (CNUCC) en diciembre de 2020.

En la búsqueda de esos objetivos, el hidrógeno es un vector energético de gran flexibilidad y un insumo en múltiples industrias lo que puede permitir la descarbonización en sectores donde hoy resulta muy complejo el reemplazo de los combustibles fósiles. Es particularmente prometedor para sectores industriales de alta demanda energética o segmentos del transporte pesado, como es el caso de camiones o trenes, el transporte fluvial y marítimo o la maquinaria pesada para minería y obras de infraestructura. Son múltiples sus potenciales usos finales, y existe una multiplicidad de medios alternativos de producción y distribución o diferentes cadenas de suministro. La viabilidad económica de cada uno de esos usos deberá ponerse a prueba en las próximas tres décadas, y dependerá, de cómo evolucionen los costos de las otras alternativas tecnológicas.

Esto significa que el papel del hidrógeno en la futura matriz energética en un mundo de emisiones netas cero consistirá en hacer cosas que no puedan hacerse de forma más sencilla, barata y eficiente mediante el uso directo de electricidad limpia y baterías. Pero eso no significa que el papel futuro del hidrógeno vaya a ser marginal, ni mucho menos. En primer lugar, su aporte como insumo químico industrial ya representa un aporte muy significativo y, en segundo lugar, la demanda final de energía dependerá enormemente de la electricidad, y un sistema eléctrico basado centralmente en energía eólica y solar va a necesitar del hidrógeno para obtener un respaldo fiable y gran capacidad de almacenamiento (Liebreich, 2020).

En su informe *“Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector”*, la Agencia Internacional de la Energía<sup>3</sup> estima que, para poder cumplir con los objetivos climáticos establecidos en el Acuerdo de París, el hidrógeno deberá contribuir con cerca del 10% de la demanda final de energía global. Según el escenario presentado el hidrógeno deberá pasar de la actual producción de 87 millones de toneladas (Mt) a unos 212 Mt en 2030 y a 528 Mt en 2050<sup>4</sup> (IEA, 2021b).

En este punto es importante señalar que existe una incertidumbre en relación al alcance que tendrán las tecnologías basadas en hidrógeno, y esto se vincula principalmente a la evolución de los costos asociados a su producción y la cadena de suministro del mismo. Pero también esto estará condicionado por la evolución de los costos de tecnologías que compiten o se superponen con los potenciales usos del hidrógeno verde, como ser: la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); la evolución de las baterías y otros dispositivos de almacenamiento energético; el desarrollo de redes inteligentes y la gestión de la distribución de energía eléctrica; la evolución de los costos y licencia social para el despliegue masivo de energías renovables o nuclear; y la disponibilidad de recursos minerales críticos para cada una de las tecnologías mencionadas (Liebreicht, 2020b).

En líneas generales, escenarios como el de la IEA contemplan algunas de estas incertidumbres y adoptan los supuestos que se consideran más consolidados. Los mismos son coincidentes, en parte, con la visión que adoptan diversos organismos multilaterales y las principales

---

<sup>3</sup> La International Energy Agency (IEA) es una organización internacional, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable, adquirible y limpia a sus respectivos habitantes.

<sup>4</sup> El *“Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy”* se publicó en mayo 2021 y fue desarrollado por la Agencia Internacional de Energía (IEA). Este estudio fue producido especialmente para las negociaciones de alto nivel de la 26° Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático de Glasgow y el mismo fue solicitado por la presidencia de dicha reunión.

consultoras internacionales como ser BloombergNEF (BNEF)<sup>5</sup>, McKinsey & Company<sup>6</sup> o el instituto Fraunhofer<sup>7</sup>, tan sólo para mencionar algunas. Este universo de actores y publicaciones conforma un conjunto muy sólido de información y constituye lo que consideraremos el “*mainstream*” de la visión para el hidrógeno para este siglo. Este conjunto de escenarios y fuentes de información son los que tomaremos como referencia en este trabajo.

Vale mencionar que dentro de este universo que denominamos *mainstream* se incluyen reflexiones críticas que, por ejemplo, procuran recortar los excesos de optimismo entre los impulsores del hidrógeno y, en particular, del hidrógeno verde. Por ejemplo, Michael Liebreicht (2020), advierte que no resulta nada convincente que la economía del hidrógeno pueda desplegarse a través de sistemas descentralizados<sup>8</sup>. Por el contrario, sostiene que la mayor parte de su uso se dará en la industria química y en el sistema eléctrico y que su infraestructura tenderá a crear polos de hidrógeno o zonas en las que confluyen la industria pesada, sobre todo la química, los fertilizantes, las refinerías y la siderurgia, con la navegación, el transporte de mercancías, los oleoductos y la infraestructura energética y de captura de carbono.

Por fuera del *mainstream*, existen algunas corrientes de opinión pública que tienen influencia en la toma de decisiones o en la implementación de políticas de desarrollo. Dada la propia naturaleza de la industria del hidrógeno, la misma estará fundamentalmente protagonizada por grandes corporaciones y, en su mayoría, vinculadas al mundo de la energía y de los combustibles fósiles (Liebreicht, 2020). Esto expone al hidrógeno a las críticas de lo que llamaremos aquí el *ambientalismo anticorporativo*<sup>9</sup>.

Por ejemplo, es desde esta corriente de opinión que se sustenta una oposición de principios contra el llamado hidrógeno azul, ya que su desarrollo beneficiaría a las compañías petroleras y de gas, algo que para el *ambientalismo anticorporativo* es inaceptable. Pero como ha sido señalado por Liebreicht (2020), la idea de que, de alguna manera, podremos llevar a cabo una transición energética hacia la neutralidad de emisiones sin la participación de las mayores empresas energéticas del mundo es “*absurda*”.

El hidrógeno azul posee flancos débiles que deben ser analizados críticamente, como ser la fiabilidad y eficacia del sistema de captura y de almacenamiento; o la debida evaluación de las emisiones fugitivas en el proceso de extracción y transporte del gas. Todos estos aspectos deben ser analizados y debidamente monitoreados porque son grandes los riesgos de que el hidrógeno azul no sea una verdadera solución. Pero estas críticas son de otra naturaleza, bien diferentes a una mera sospecha corporativa.

---

<sup>5</sup> BloombergNEF (BNEF) se enfoca en la producción de información e investigación estratégica cubriendo los mercados globales de materias primas y las tecnologías disruptivas en el marco de la transición a una economía baja en carbono. Site: <https://about.bnef.com/>

<sup>6</sup> McKinsey & Company es una consultora americana que hoy posee una presencia global y que desarrolla sus negocios en torno a la idea de la innovación, la sostenibilidad y el crecimiento inclusivo. Sus trabajos abarcan desde estudios de mercado a perspectivas en el desarrollo de tecnologías. Site: <https://www.mckinsey.com/>

<sup>7</sup> La Fraunhofer-Gesellschaft, es una de las principales organizaciones de investigación aplicada del mundo. Sus prioridades son las tecnologías emergentes y estudios de desarrollo de mercados, centralmente en el ámbito energético. Site: <https://www.fraunhofer.de/en/about-fraunhofer.html>

<sup>8</sup> Tal vez la expresión más popular de esta visión ultra optimista haya sido la de Jeremy Rifkin en su obra “The Hydrogen Economy: The Creation of the Worldwide Energy Web and the Redistribution of Power on Earth” (2002).

<sup>9</sup> Asocio la denominación de “*Ambientalismo anti-corporativo*” a una amplia gama de expresiones de activismo ambiental que adoptan un conjunto de ideas y valores propios de los movimientos políticos de izquierda y que se suelen autodenominar anti-capitalistas.

La crítica anti corporativa agrega un nivel de complejidad ideológica en la discusión que puede resultar de enorme impacto en ciertas circunstancias. En Argentina existe una oposición creciente a los anuncios realizados por el Gobierno de la provincia de Río Negro en materia de hidrógeno verde. En este caso, el rechazo al hidrógeno verde suma a los argumentos “anti corporativos” la disputa por la tierra en esa provincia, ya que se consideran territorios ancestrales, habitados casi en su totalidad por comunidades originarias y pobladores dispersos (Gioia, 2022).

La oposición al hidrógeno verde en Río Negro se expresó dentro del ámbito académico por medio de una declaración titulada “*Rechazo de la comunidad universitaria de Río Negro a proyectos verdes corporativos*”<sup>10</sup> y su impacto político puede percibirse por las declaraciones de la gobernadora Arabela Carreras cuando señaló que “*no queremos ser una zona de sacrificio para que otras regiones vivan mejor*” (Diario RN, 2022). Así la mandataria hizo suyos o legitimó una de las principales tesis del *ambientalismo anti-corporativo*, el hidrógeno verde es un nuevo instrumento de dominación del Norte sobre el llamado “Sur Global”.

Recientemente se publicó el *Manifiesto por una Transición Energética Justa y Popular de los Pueblos del Sur* con referentes de varios países de América Latina. Allí se expresa que se rechaza lo que llaman como colonialismo verde bajo la forma de acaparamiento de tierras para parques solares y eólicos, la extracción indiscriminada de minerales críticos y la promoción de «soluciones» tecnológicas como el hidrógeno azul, verde y gris. Señalando, además, que el cercamiento, la exclusión, la violencia, la invasión y el atrincheramiento han caracterizado las relaciones energéticas Norte-Sur pasadas y actuales y no son aceptables en una era de transiciones ecosociales<sup>11</sup>.

Debemos señalar que estas miradas críticas no sólo existen en América Latina, el experto español en energías renovables Pedro Fresco (2022), analizó una corriente de opinión bastante parecida en Europa. Señala que uno de los fenómenos “*políticamente más incomprensibles es cómo determinados sectores del ecologismo político dejaron caer la bandera de las renovables en cuanto vieron que las empresas privadas querían hacer negocio con ellas*”. Destaca que lo que hemos denominado como *ambientalismo anti-corporativo* no ha arraigado en todos los países de similar manera, en países como Alemania no ha sido así y atribuye al éxito político de Los Verdes alemanes, pero que en países como España parece predominar, al menos mediáticamente, esta posición y agrega, “muchos, en cuanto vieron la intención de la gran empresa de hacer negocio con las renovables, se colocaron a la defensiva y empezaron a renegar de lo que siempre habían defendido. La ecuación pareciera ser simple: Si lo defienden las empresas, si las renovables se convierten en un objeto de negocio más del capitalismo, estas tienen que ser forzosamente malas (Fresco, 2022).

Existe también una corriente de opinión que plantea objeciones sobre las políticas de expansión del hidrógeno que señala las inconveniencias del hidrógeno desde el punto de vista de su eficiencia. En líneas generales, se sabe que la obtención del hidrógeno es un proceso altamente demandante de energía y lo mismo sucede con el proceso de almacenamiento y transporte. En cada etapa de producción, distribución y uso, se producen enormes consumos de energía que le restan eficiencia como vector. Esta mirada escéptica sobre el hidrógeno se focaliza en un único aspecto, su alta demanda de energía en toda su cadena de suministro. Esta corriente de opinión la denominaremos *eficientismo*.

---

<sup>10</sup> El texto completo de este documento puede leerse aquí: [https://docs.google.com/forms/d/1N4MspzANV-FG4X4h3hyKi2rAlq3PAIfy1Kqci4EriUw/viewform?edit\\_requested=true&edit\\_requested=true](https://docs.google.com/forms/d/1N4MspzANV-FG4X4h3hyKi2rAlq3PAIfy1Kqci4EriUw/viewform?edit_requested=true&edit_requested=true)

<sup>11</sup> Puede leerse el documento completo en el sitio: <https://pactoecosocialdelsur.com/>

Los escépticos señalan ciertamente una de las grandes debilidades del hidrógeno y la razón por la cual sus costos siempre han sido elevados. Para producir hidrógeno con cero emisiones se pierde en el proceso de electrólisis entre un 20 y un 30% de energía. Luego, el hidrógeno debe comprimirse y almacenarse, con lo que se pierde otro 10%. Por último, se pierde otro 30% al convertir el hidrógeno en electricidad en una celda de combustible. El resultado es entre un 30 y un 40% de la energía original utilizada, se trata claramente de un vector energético que conduce la misma con muy poca eficiencia (Lerma, 2021).

Todos los costos son más elevados en la economía del hidrógeno. Como medio de transporte de energía, las tuberías de hidrógeno cuestan tres veces más que las líneas eléctricas, y en los barcos y camiones las estimaciones resultan aún peores. Ahora, la razón por la que a pesar de sus inconvenientes requerimos del hidrógeno es que es necesario hacer la transición energética. No tiene sentido comparar su eficiencia con la de los combustibles fósiles, energéticos extremadamente sencillos para transportar, almacenar y usar. La comparación carece de sentido ya que la alternativa de quedarnos con los fósiles es imposible. La única comparación real es, como lo señalamos anteriormente, evaluar el uso del hidrógeno en relación a qué aplicaciones puede realizar de forma más sencilla, barata y eficiente que el uso directo de la electricidad limpia y baterías (Liebreicht, 2020b).

El hidrógeno tendrá que reducir significativamente sus costos para poder competir con otras opciones de almacenamiento de energía de larga duración, pero lo cierto es que la transición no puede esperar a que sus costos sean lo suficientemente bajos o que la eficiencia en su proceso de producción, almacenamiento y uso, lo hagan comparable a otras alternativas ya existentes. La reducción de costos o mejoras en la eficiencia de los procesos de la economía del hidrógeno es muy importante porque permitirán reducir los costos de la transición, entendiendo que la misma no admite mayores demoras.

Este punto es de extrema importancia y es uno de los aspectos más preocupantes sobre la transición, ya que se producirá una pérdida de eficiencia global en términos energéticos. Esto trasciende a la tecnología del hidrógeno, aunque la comprende. Los combustibles fósiles, con su capacidad para almacenar y suministrar enormes cantidades de energía, sustentan el mundo industrial moderno. Esta economía fósil posee un *Energy Return on Investment (EROI)*<sup>12</sup> muy elevado, alrededor de 12. Es decir, obtenemos unas 12 unidades de energía por cada una que invertimos. Esta riqueza energética permitió la expansión económica que conocimos. En cualquier escenario de transición, ese índice baja significativamente, y eso implica que tendremos una economía global que deberá ser más frugal (Heinberg, 2022).

Para algunos estudios, una transición casi completa del sistema energético mundial de aquí a 2060 reduciría esa rentabilidad entre 3 y 5 unidades. Según algunas investigaciones, un ratio de beneficio energético del orden de 3:1 a 5:1 no podría sostener el funcionamiento de las sociedades industriales modernas. En líneas generales, estos análisis sugieren que el índice se eleva una vez ya realizada la transición. Por lo tanto, sabemos casi con certeza que, en cualquier escenario, será necesario un cierto grado de esfuerzo y sacrificio compartido por toda la sociedad durante la transición (Heinberg, 2022).

---

<sup>12</sup> El EROI (energy return on investment) o "tasa de retorno energético" es el cociente de la cantidad de energía total que es capaz de producir una fuente de energía y la cantidad de energía que es necesario emplear o aportar para explotar ese recurso energético. Un cociente menor o igual que 1 indica que la energía de la fuente es menor o igual a la energía consumida. Por el contrario, un cociente mayor que 1 indica que la energía total es mayor que la energía invertida y queda, en consecuencia, un saldo neto positivo.

El *eficientismo* nos señala las “ineficiencias” en el uso del hidrógeno, pero eso no debe significar su rechazo de plano. El hidrógeno será parte de la transición y de la nueva economía descarbonizada, aunque la misma deberá suplir con eficiencia y nuevas modalidades de consumo, una pérdida general de rentabilidad energética. En general, la energía tenderá a ser más cara durante la transición (aunque no está claro cuánto) (Heinberg, 2022).

Si bien el presente estudio se focalizará en lo que denominamos el *mainstream*, resulta importante dar cuenta de la existencia de estas corrientes de opinión divergentes o más escépticas ya que cada una cuenta con su impacto en ciertos sectores de la sociedad. En particular, el *ambientalismo anti-corporativo* posee respaldo en la opinión pública, en sectores del periodismo y en dirigentes sociales y políticos con relevancia nacional. Si bien no alteran la discusión tecnológica y económica de corto plazo, es de gran incidencia en la legitimidad o licencia social que todo proyecto de desarrollo debe contar. Además, este tipo de argumentaciones permean en distintos ámbitos en una sociedad que posee una significativa animosidad anti corporativa de base<sup>13</sup>.

En este contexto, la Argentina se encuentra en camino a definir un marco regulatorio que deberá contribuir a generar condiciones económicas e institucionales tales que permitan aprovechar sus recursos naturales para producir bienes exportables en base a hidrógeno de origen renovable. Impulsar el despliegue de la industria del hidrógeno renovable tiene potencialmente un impacto muy favorable para la economía nacional y puede colocar al país en un rol protagónico en el proceso de descarbonización global, además de contribuir a nuestro propio proceso de descarbonización doméstico.

El marco regulatorio es una condición necesaria para iniciar este camino y debería enfocarse no sólo en los diferentes usos del hidrógeno en materia energética, sino también como insumo industrial. Para lograrlo, debería generar condiciones de inversión y desarrollo que puedan revertir algunas de las barreras que hoy existen en nuestra economía. Para ello se deberán tomar los buenos ejemplos de aquellos marcos regulatorios que han sido exitosos a la hora de promover algunas otras actividades industriales. En este sentido es clave también analizar con espíritu crítico el camino seguido por otros países que han partido de realidades y situaciones comparables a las de Argentina. Es necesario que este marco regulatorio ofrezca prestaciones robustas para el impulso del sector y haya un aprendizaje en relación a la poca eficacia que tuvo el régimen de impulso del hidrógeno establecido en el año 2006 (Ley Nacional 26.123).

## 1.2 Marco conceptual

En esta sección haremos una revisión de aquellos conceptos centrales que se encuentran insertos en toda la literatura técnica y aquella relacionada a las políticas de desarrollo en relación con la industria del hidrógeno. Lo que resulta útil aquí es determinar cuál es el marco conceptual con el que se abordará este trabajo ya que en torno a estos conceptos existen matices interpretativos y algunas diferencias en su uso que deben ser tenidas en cuenta.

---

<sup>13</sup> Un estudio de opinión pública del instituto académico Pew Research Center en 2014, encuestó en 42 países qué tan de acuerdo se estaba con una economía de mercado y la Argentina resultó ser el país más anticapitalista. Solo el 33% estaba a favor de la economía de mercado, y 48% en contra. La media para el grupo de países emergentes era de 62 a favor de la economía de mercado y 28, en contra. En 2021 la Universidad de San Andrés realizó la misma encuesta y se encontró con que hoy existe una visión mucho más equilibrada entre anti y pro-mercado: de ese 33%, los pro-mercado saltaron al 42%, y los anticapitalistas bajaron del 48% al 43% por ciento.

## A. Transición energética

En el contexto de este análisis el concepto de transición energética es utilizado con frecuencia y subyace en muchos de los tópicos que se abordarán. Se entiende por “transición energética” al proceso que conduce hacia la transformación del sector global de la energía, hoy fuertemente dependiente de los combustibles fósiles hacia otro de cero emisiones netas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) para la segunda mitad de este siglo<sup>14</sup>. El corazón de esta transición es la necesidad de reducir o limitar el impacto del cambio climático.

Es importante destacar que esta transición es muy diferente a otros procesos de transición que han ocurrido en el pasado dentro del sector energético. Podemos decir que los anteriores fueron motorizados por la irrupción de tecnologías más eficientes o por la disponibilidad o no de recursos naturales. En la actual transición, el motor o impulsor de la transformación es la necesidad de mitigar el cambio climático, una externalidad ambiental que es producto de la emisión de GEI, principalmente el CO<sub>2</sub>.

La International Renewable Energy Agency (IRENA 2021a) utiliza una definición similar a la antes descrita para referirse a la transición energética y agrega que las energías renovables y la eficiencia energética pueden reducir el 90% de las emisiones del sector energético. Esto significa que la porción remanente, aproximadamente el 10% de las emisiones deberá ser desplazada por otras tecnologías, tales como la nuclear o fósiles con captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCS por sus siglas en inglés) o a través de la compensación de esas emisiones mediante absorciones en otros sectores o sumideros de carbono.<sup>15</sup>

En alguna literatura podemos encontrar el uso del concepto de “transiciones”, en plural. Esto ocurre porque, principalmente en textos de negociación política, los países quieren dejar claro y a resguardo que ese proceso de abandono de los combustibles fósiles pueda ser desarrollado a través de diferentes estrategias. Sin embargo, esto resulta bastante obvio, ya que el punto de partida y las opciones disponibles, tanto tecnológicas como de recursos naturales, difieren de país a país. Es por eso que en la literatura técnica y general se opta mayormente por hablar de transición energética, en singular. (Salamunovic, 2021)

También es importante destacar que este concepto contiene una variable temporal que debe considerarse. El abandono global de los combustibles fósiles o, mejor dicho, las cero emisiones del sector energético deberán alcanzarse para la mitad de este siglo. Utilizando la expresión de IRENA (2021), sería: *“zero-carbon by the second half of this century”*. Este horizonte temporal, un tanto impreciso, hace referencia al proceso global de abandono de los combustibles fósiles y, de acuerdo a los objetivos climáticos que se adopten, como veremos más adelante, el momento para alcanzar las cero emisiones deberá ser antes o después del 2050.

Es también debido a esto último que algunos países tienden a utilizar el plural, refiriéndose a “transiciones”, para señalar que no todos deberían llegar al “cero emisiones” al mismo tiempo. Nuevamente, en lenguaje diplomático puede tratarse de una previsión atendible, pero en términos prácticos se utiliza y utilizaremos el singular para referirnos al proceso global de desplazamiento de los combustibles fósiles. De hecho, cada país ha venido eligiendo su propia estrategia de transición.

---

<sup>14</sup> En los escenarios de transición para el sector de la energía se suele focalizar en la neutralidad de emisiones de CO<sub>2</sub>, a diferencia de los escenarios de descarbonización de la economía en general en la que se incluyen los demás gases de efecto invernadero (GEI) y se los expresa en toneladas de CO<sub>2</sub>eq.

<sup>15</sup> CCS (Carbon Capture and Storage). Para conocer algunos detalles sobre esta tecnología ver Anexo 2.

Por ejemplo, Alemania ha adoptado como año para alcanzar la neutralidad de emisiones el 2045, Estados Unidos el 2050 y, recientemente, China lo anunció para 2060 y la India para 2070. Se trata de horizontes temporales que seguramente irán confluyendo acorde avanzan las negociaciones internacionales para alcanzar la neutralidad global para alrededor del 2050 (Climate Action Tracker 2022).

## B. Descarbonización de la economía

Cuando se observa el aporte que realizan los distintos sectores de la economía a las emisiones de GEI a nivel mundial, puede verse que los combustibles fósiles son la principal fuente. En 2019 se emitieron 58,1 GtCO<sub>2</sub>eq (gigatoneladas de dióxido de carbono equivalente), de las cuales 37,9 corresponden a los combustibles fósiles, el 65,2% del total. El 35% restante de las emisiones provienen de gases industriales, actividades agropecuarias, deforestación, etc. Por lo tanto, si bien la mitigación del cambio climático depende en buena medida de la transición energética será necesario también un esfuerzo muy importante para reducir emisiones por parte de los demás sectores de la economía.

Dada la urgencia por reducir emisiones en todos los sectores de la economía, hablamos de descarbonización de la economía como un concepto más abarcativo. La transición energética es, entonces, una parte sustancial de la descarbonización. Esto es clave porque, como veremos más adelante, los usos del hidrógeno son importante tanto para descarbonizar actividades energéticas como también para descarbonizar insumos para la industria.

Es importante señalar que, cuando nos referimos a las emisiones producto del uso de combustibles fósiles, ello no corresponde en su totalidad a la quema con fines energéticos, hay un fragmento que corresponde a industrias que los utilizan como insumos, tal el caso de la industria plástica o la de fertilizantes (urea). La descarbonización debe alcanzar a cada uno de estos sectores económicos.

La descarbonización de la economía o la neutralidad de emisiones está inserta como un objetivo en el texto del acuerdo global sobre cambio climático conocido como Acuerdo de París (2015). En su artículo 4 dice:

*“Para cumplir el objetivo a largo plazo referente a la temperatura que se establece en el artículo 2, las Partes se proponen lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible, teniendo presente que las Partes que son países en desarrollo tardarán más en lograrlo, y a partir de ese momento reducir rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con la mejor información científica disponible, **para alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo**, sobre la base de la equidad y en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza”.*<sup>16</sup>

En la última expresión del fragmento citado, se resalta que esa neutralidad de emisiones debe darse en base a la equidad, en el contexto del desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza. Estas expresiones se vinculan con otro concepto que suele estar asociado a la transición energética, que es el de transición justa.

---

<sup>16</sup>Artículo 4 (párrafo 1) del Acuerdo de París (2015).

### C. Transición justa

El concepto de transición justa hace referencia a la necesidad de maximizar los beneficios de la descarbonización y minimizar los posibles impactos negativos sobre la actividad económica, los trabajadores, las comunidades y las regiones que son afectadas por el cambio en su perfil productivo. En la agenda global se lo concibe como un tercer pilar para la acción climática, junto con la mitigación de las emisiones y la adaptación a los impactos del calentamiento (Comisión Europea 2021).

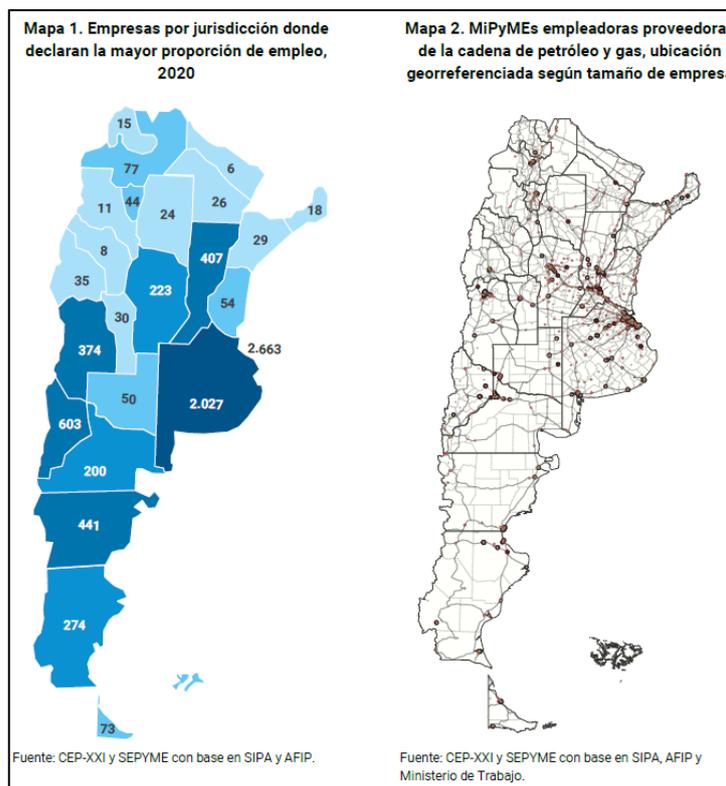
La transición energética y la descarbonización de la economía implican que habrá sectores productivos que deberán ir finalizando sus actividades de forma progresiva, tal es el caso de la explotación de hidrocarburos o las mismas refinerías de petróleo, en tanto otras actividades se crearán, por ejemplo, aquellas vinculadas a las energías renovables o a la producción de bio-insumos. Esto implica que los estados deberán asumir el desafío de equilibrar y amortiguar el impacto social y económico que esta transición implica. En este sentido, los estados deberán generar mecanismos de adaptación económica para las diferentes regiones afectadas, y la debida capacitación de los trabajadores para su reinserción en la nueva economía.

La transición justa es una tarea que recae básicamente en la dirigencia política, tomadores de decisión en los diferentes niveles de gobierno, sindicatos, organismos internacionales de desarrollo y en el propio sector corporativo. Hacer que la descarbonización de la economía resulte en una transición justa es tal vez el mayor desafío de los próximos años. Este concepto es tan importante que, si no se logran los equilibrios sociales necesarios, la conflictividad social puede demorar u obstaculizar los objetivos de la descarbonización. Es esencial que la sociedad no vea una amenaza en la transición que enfrentamos.

Este concepto es de especial interés para el caso argentino puesto que en la economía nacional tendrá un fuerte impacto negativo el cierre progresivo de las principales actividades industriales vinculadas a los hidrocarburos. Tomemos como una referencia que las regalías por petróleo y gas ya representan el 41% de los ingresos de la provincia de Neuquén (Duran, 2023) siendo éstas la principal fuente de recursos de la provincia. Los ingresos por la explotación de recursos hidrocarburíferos son significativos también en el caso Chubut, Santa Cruz y otras provincias. Debemos extender su impacto económico al sector del downstream (transporte, refinación y comercialización) lo que permite entender que se trata de una actividad de gran peso a escala nacional.

El sector hidrocarburífero contribuyó de modo directo al valor agregado bruto del conjunto de la economía nacional en un 3,3% en el período 2016-2021. Se trata además de la actividad con el mayor efecto multiplicador de toda la economía (5,1 empleos indirectos por 1 empleo directo), lo que equivaldría a más de 325.000 puestos de trabajo indirectos y unos 65.000 puestos directos. Pero no sólo es relevante por la cantidad de empleos, es también un sector altamente formalizado, con más del 95% de su empleo directo formal y presenta los mayores salarios de la economía, junto a la minería metalífera. Sus actividades se despliegan en todo el territorio nacional, con particular importancia en las provincias patagónicas, y multiplica su impacto a través de una extensa red de proveedores que califican como micro, pequeñas o medianas empresas (MiPyMEs) (Scheingart, 2022).

**Gráfico 2 - MiPYMEs vinculadas al sector petrolero y gas**



Mapa 1: cantidad por provincias. Mapa 2: información georreferenciada.  
Fuente: CEPXXI.

La enumeración de estos datos vinculados al petróleo y el gas permiten dimensionar el nivel de esfuerzo para relocalizar actividades, reconvertir empleos y rediseñar el perfil productivo de gran cantidad de comunidades. En países que no poseen una industria de petróleo y gas significativa, es presumible que el proceso de transición sea más dinámico y sencillo que el que cabe esperar en países como Argentina.

Considerando las implicancias del proceso de transición y los estándares de la Organización Internacional del Trabajo (OIT), la transición será justa en la medida en que resulte inclusiva e integrada al tejido comunitario. Los principales canales para garantizar esta inclusión son la creación de trabajo decente en las nuevas actividades y la aplicación de políticas de protección social para atenuar los efectos en los sectores que deberán transformarse. Desde una perspectiva funcional, la transición justa hacia una economía descarbonizada tiene dos dimensiones principales: en términos de resultados (el nuevo paisaje laboral y social) y en términos de procesos (cómo se alcanza). El resultado debería ser el trabajo decente para todos en una sociedad inclusiva que erradique la pobreza y garantice condiciones para la disminución progresiva de la desigualdad en los ingresos y en el acceso a bienes públicos fundamentales (Testa, ME. y Bilbao, C. 2021).

## D. Energías renovables

En la definición de las energías renovables suelen existir algunas inconsistencias entre los criterios utilizados por diferentes fuentes. En líneas generales, se tomará el universo de tecnologías consideradas como “renovables” por IRENA: la bioenergía (biocombustibles, biomasa, biogás),

geotérmica, hidráulica, de los océanos, solar y eólica. Para el caso particular de la Argentina, tomaremos como definición aquella que aparece en el Artículo 2 de la Ley Nacional 27.191:

*a) Fuentes Renovables de Energía: Son las fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26.093.*

*b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta cincuenta megavatios (50 MW).*

La diferencia relevante con la definición de IRENA es el límite de potencia para las centrales hidroeléctricas que se establece en la regulación argentina. Esto se debe a que la Ley 27.191, y originalmente la Ley 26.190, es una norma de promoción destinada a impulsar tecnologías renovables de bajo impacto y bajas emisiones de GEI. De allí que se haya visto la necesidad de establecer un criterio para categorizar a las plantas hidroeléctricas, puesto que las emisiones de las grandes represas suelen ser relevantes, así como sus impactos locales.

Entre los criterios técnicos que se aplican dentro del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto (1997) para la evaluación técnica de los proyectos, para el caso de plantas hidroeléctricas se calcula el llamado “*power density*” (PD), que es la relación entre la potencia del proyecto y el área del espejo de agua generado. Si el PD da un valor mayor a 10 W/m<sup>2</sup> se puede considerar que sus emisiones de GEI son despreciables o poco significativas. Esta relación entre la potencia y el área inundada tiende a ser mayor en aquellos proyectos de baja escala. La Junta Ejecutiva del MDL utiliza el criterio sintetizado en el cuadro para determinar las emisiones de GEI de un proyecto hidroeléctrico (Haya y Parekh 2011).

**Tabla 1. Criterio metodológico MDL para definir emisiones GEI en hidroelectricidad**

Restricciones para proyectos hidroeléctricos bajo el MDL	
Densidad de potencia (W/m <sup>2</sup> )	Contabilización de GEI
< 4	No se permite utilizar las metodologías aprobadas actuales.
4 - 10	Se permite utilizar las metodologías aprobadas y las emisiones del proyecto deben ser incluidas al nivel de 0,090 tCO <sub>2</sub> eq/MWh.
> 10	Se permite utilizar las metodologías aprobadas y se admite no considerar las emisiones del proyecto.

Fuente: Haya y Parekh 2011.

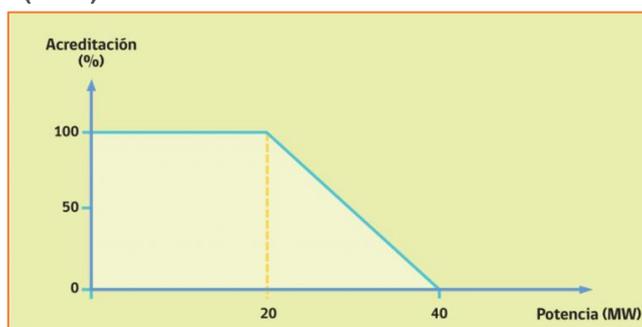
A partir de consideraciones como la anterior, en la Argentina se optó inicialmente (Ley 26.190/2006) por fijar un límite de hasta 30 MW para considerar a una planta hidroeléctrica como renovable, y luego ese límite se subió a 50 MW en 2015 con la Ley 27.191. Se trata de un límite “arbitrario”, pero que intenta reflejar el potencial menor impacto de una planta de baja escala, tanto a escala local como global (por sus emisiones de GEI).

Para el caso de los biocombustibles, se exceptúan los usos previstos en la Ley 26.093, ya que esa norma promueve a los biocombustibles para su utilización como combustible en el transporte, en tanto los incentivos en la Ley 27.191 están focalizados en promover su uso para la generación de energía eléctrica.

De un modo bastante similar a lo que sucede en nuestro país, en Chile la definición de energías renovables no convencionales (ERNC), establecida en 2008 por la Ley 20.257, excluye a las hidroeléctricas de potencias mayores a 20 MW. Esta normativa es la que establece una obligación para las empresas eléctricas de que un porcentaje de la energía comercializada provenga de fuentes de ERNC. A los efectos de la acreditación de la obligación establecida en la ley, se reconocen también parte de las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas, cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, aun cuando los proyectos hidroeléctricos de potencia máxima igual o superior a 20 MW, no son definidos como ERNC. (GIZ 2018)

En la siguiente figura se resume el esquema aplicable en Chile a las centrales hidroeléctricas en relación al reconocimiento de energía como ERNC:

**Gráfico 3 - Mecanismo de acreditación de ERNC para unidades hidráulicas (Chile)**



Fuente: Ministerio de Energía/ GIZ Chile 2018

## E. Los “colores” del hidrógeno

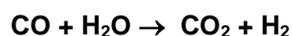
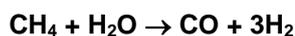
Existe una multiplicidad de denominaciones del hidrógeno según su origen o el modo de ser producido. Estas definiciones son muy importantes ya que el hidrógeno es una molécula que debe ser obtenida mediante algún proceso a partir de sustancias que lo contienen. Entonces, la procedencia y el método de obtención determina el impacto ambiental y la disponibilidad de ese suministro. A los fines de dar cuenta de esa diversidad y precisar su mención a lo largo de este trabajo, vamos a utilizar las siguientes denominaciones.

### **Hidrógeno gris**

La mayor parte del hidrógeno que se produce en la actualidad (95%) es obtenido a partir de fuentes fósiles, principalmente del proceso llamado “*reforming*” del gas natural o “*gasification*” del carbón. En alguna literatura esta categoría suele subdividirse en “*gris*” sólo para el hidrógeno obtenido a partir del gas natural; “*marrón*”, para el obtenido a partir del lignito; y “*negro*”, para el

conseguido a partir del carbón bituminoso. En nuestro caso, adoptamos el criterio utilizado por IRENA en categorizar como “gris” al hidrógeno proveniente de fuentes fósiles<sup>17</sup>. (IRENA 2022)

El hidrógeno gris tiene un impacto climático significativo debido a sus emisiones de CO<sub>2</sub>, de allí que una de las prioridades dentro de la transición energética es reemplazarlo. En el proceso de “*steam reforming*” o reformado de metano con vapor de agua (SMR), el gas natural es sometido a un tratamiento térmico y posteriormente a un proceso de reducción del vapor de agua con CO (“*shift-conversion*”) en los que se general las siguientes reacciones:



Estas reacciones se llevan a cabo simultanea y consecutivamente en uno o varios reactores, por lo que el gas producido consiste en una mezcla de H<sub>2</sub>, CO y CO<sub>2</sub>, además de vapor de agua, algo de CH<sub>4</sub> sin reaccionar y los gases inertes presentes en el gas de alimentación. El producto de la reacción en conjunto se conoce como gas de síntesis. Como puede observarse en las reacciones principales, la producción de hidrógeno gris conlleva entonces, la emisión a la atmósfera de CO<sub>2</sub> y una gran demanda energética para el proceso (Air Liquide 2022).

Las emisiones de CO<sub>2</sub> asociadas al proceso de reforming del gas natural para obtener hidrógeno gris oscilan entre 9,2-11,1 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub>, en tanto que, si se incluyen las emisiones fugitivas aguas arriba en la industria del gas, ese valor llega a 11,1-13,7 kgCO<sub>2</sub>/kgH<sub>2</sub> (Moberg, Jonas y Bartlett, Sam. 2022)

### **Hidrógeno azul**

Uno de los modos para reemplazar al hidrógeno gris es a través del llamado hidrógeno azul, que es obtenido a partir de combustible fósiles con CCS. Es decir, se trata de hidrógeno gris con el añadido de la captura de CO<sub>2</sub> y su posterior almacenamiento. Este modelo es atractivo porque permitiría actualizar las viejas plantas de *reforming* con el agregado de una etapa de CCS, lo que resultaría en menores emisiones de CO<sub>2</sub>.

Con el hidrógeno azul, al basarse centralmente en gas natural, subsisten los riesgos de fugas de metano en el *upstream* y *midstream*. Este modo de obtención puede implicar bajas emisiones de GEI solo si las fugas de metano no exceden el 0,2% y si se captura un porcentaje muy alto del carbono emitido durante el proceso. Estas cifras están aún por ser verificadas y aún no hay certezas de la factibilidad y los costos para instalaciones de gran escala. Por lo tanto, subsisten muchas incertidumbres sobre la viabilidad del hidrógeno azul. Otra variable para considerar es que esta opción está sometida a las fluctuaciones del precio de los commodities fósiles, tales como las que en 2021 se vivieron en Asia y Europa. También se deben verificar los costos del transporte y el almacenamiento seguro y monitoreado del CO<sub>2</sub> (IRENA, 2022).

A las anteriores consideraciones debemos añadir que la necesidad de almacenamiento del CO<sub>2</sub> capturado exigirá cada vez mayores capacidades para alojar permanente para un volumen que se incrementará acorde se produce hidrógeno azul. Si los criterios de bajas emisiones mencionados

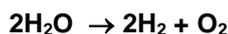
---

<sup>17</sup> Teniendo en cuenta, además, que el hidrógeno de origen fósil producido en la actualidad es mayoritariamente obtenido a partir del gas natural.

y los costos son superados, el hidrógeno azul podrá entonces jugar un papel muy importante en la transición energética.

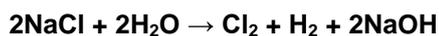
### ***Hidrógeno verde***

El hidrógeno verde se basa en la tecnología bien conocida de la electrólisis del agua en base a energía eléctrica suministrada por fuentes renovables, y es totalmente consistente con los objetivos de la transición energética. La electrólisis es el proceso químico que se produce en electrolizadores alimentados de una corriente eléctrica y que dividen el agua en oxígeno e hidrógeno. Esta técnica fue inventada hace unos 200 años.



Actualmente, la producción de hidrógeno verde es muy limitada, pero se considera el foco central del desarrollo del hidrógeno a escala global y en el marco de la transición energética al ser obtenido con muy bajas emisiones asociadas.

Un porcentaje menor, cerca del 5%, de la producción global de hidrógeno se obtiene por vía de electrólisis, mayormente como subproducto en la industria del cloro, cuando se lleva a cabo la electrólisis de las disoluciones del cloruro de sodio. La reacción que tiene lugar es:



### ***Otras denominaciones usuales***

También aparece en la literatura denominaciones tales como:

**Hidrógeno amarillo:** obtenido por electrólisis del agua a partir de energía eléctrica de la red, es decir un *mix* de fuentes diversas.

**Hidrógeno rosa:** obtenido por electrólisis del agua a partir de energía eléctrica proveniente de plantas nucleares.

**Hidrógeno turquesa:** se basa en la pirolisis del metano (gas natural). No emite CO<sub>2</sub>, aunque genera un residuo sólido de carbón.

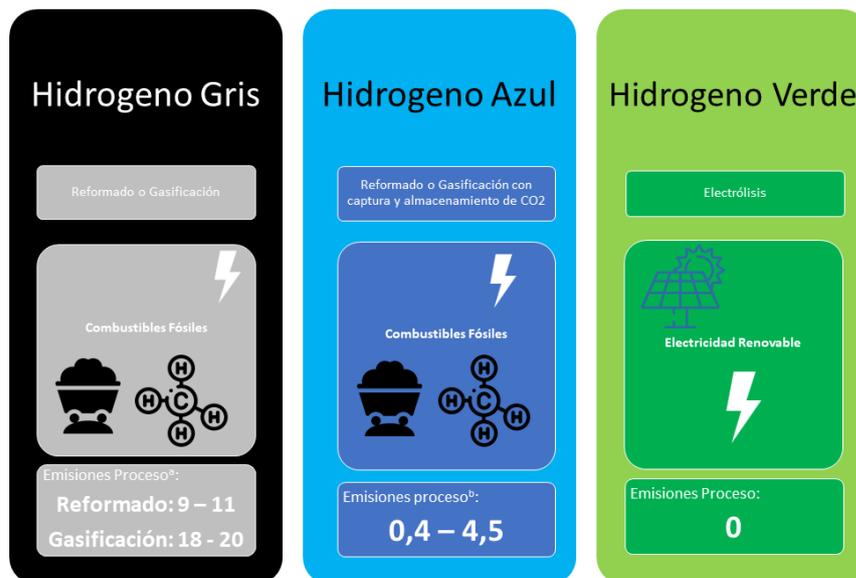
**Hidrógeno de bajas emisiones:** Esta denominación, que usaremos con frecuencia, engloba tanto al hidrógeno verde como al hidrógeno azul, considerando que ambas opciones resultan compatibles con la transición energética por sus bajas emisiones y ser capaces de desarrollarse a gran escala<sup>18</sup>.

En este punto, si se comparan las tres opciones principales en las que se basa la obtención de hidrógeno, tanto en el presente como en base a las tecnologías que despiertan mayores expectativas, podemos realizar el siguiente gráfico con una comparación genérica de las emisiones para cada caso. Las emisiones asociadas al proceso están dadas en CO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> (dióxido de carbono equivalente por kilogramo de H<sub>2</sub> obtenido).

---

<sup>18</sup> Asumiendo que la definición del hidrógeno azul implicará un nivel máximo de emisiones asociadas que deberán estar certificadas. Más adelante se hace referencia a las certificaciones que están actualmente en desarrollo.

Gráfico 4 - Características comparadas hidrógeno gris, azul y verde



Fuente: elaboración propia.

Los datos de emisiones provienen de IRENA (2022). Para el hidrógeno azul, se asume 1 kg CO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> con 90% de captura y 4 kg CO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> con 56% de captura (IEA,2019). Las emisiones para el hidrógeno azul también deben incorporar entre un 0,2% y 1,5% de fugas de metano. Para el del hidrógeno verde se considera que las emisiones en el proceso son despreciables.

## F. Marco institucional y regulatorio

En el presente trabajo haremos uso del término marco institucional en relación al conjunto de políticas y leyes nacionales, provinciales y locales que determinan el marco de acción en el que las instituciones del Estado y otras organizaciones actúan para ofrecer un servicio. Este marco será la condición previa para que se logre una implementación exitosa de herramientas de intervención, es decir, de políticas públicas.

En el marco del presente trabajo, haremos foco especialmente en el marco institucional climático, ambiental y energético en el que se inserta el desarrollo del hidrógeno.

Hasta la fecha, la Argentina ratificó todos los instrumentos de la Convención Marco de Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). El Acuerdo de París fue ratificado en el año 2016. El país ha presentado tres versiones de sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés); la tercera y más reciente en octubre de 2021. Así, la Argentina se compromete, de manera incondicional, a no superar la emisión neta de 349 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub>e) en el año 2030, y a alcanzar la carbono-neutralidad a 2050. En ese sentido, la NDC no sólo implica estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero -con un leve descenso- para el 2030 con respecto al año 2016, sino que, además, asume que el país deberá preparar la economía para iniciar rápidamente un proceso de reducción de emisiones drástico y acelerado hacia 2050 (CPA 2021).

De acuerdo con el inventario nacional de emisiones los sectores de energía y de agricultura, ganadería, silvicultura y otros usos de la tierra son los que más emiten con un 53 y 37 por ciento respectivamente. De acuerdo con un relevamiento realizado por la Alianza para la Acción por una Economía Verde (PAGE, por sus siglas en inglés) del Sistema de las Naciones Unidas, a nivel nacional existen varias políticas en materia climática que conviven, aunque con diferentes grados

de cumplimiento, implementación o concreción tanto en lo que refiere a bioeconomía, transición energética y economía circular (Testa, ME. y Bilbao, C. 2021).

Por otro lado, la Argentina sancionó en 2019 la Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global 27.520, la cual establece procedimientos para la formulación e implementación de políticas climáticas. Por su parte, algunas provincias argentinas, como Santa Fe o Misiones tienen su propia regulación provincial sobre cambio climático, en tanto la provincia de Buenos Aires ha presentado su propio proyecto de ley, aún sin sancionar.

En lo que respecta al sector energético renovable, el país cuenta con algunas legislaciones que incentivan la incorporación de fuentes renovables, las leyes 26.190/27.191; 27.424 y 26.093/27.640. En lo que refiere al sector eléctrico, se cuenta con una ley para el fomento de generación a gran escala con cuotas de consumo obligatorias a los fines de alcanzar un 20% de fuentes renovables a 2025. Además, se ha sancionado una ley para la promoción de la generación distribuida conectada a la red. En lo que respecta a los biocombustibles, están regulados los cortes a incorporarse en diésel y gasoil, aunque fueron reducidos con el tiempo.

Por último, se debe tener en cuenta que la cuestión ambiental presenta en el país una característica específica propia del sistema jurídico argentino que impacta sobre el diseño y ejecución de una política nacional integral en materia ambiental en general y climática en particular: las competencias de las jurisdicciones provinciales (estados subnacionales) en relación al manejo de los recursos naturales, consagradas en la Constitución Nacional de 1994, por lo que son los gobiernos locales quienes detentan el dominio originario de los recursos y gran parte la gestión.

En tanto que, en materia energética, es relevante tener en cuenta que el sector eléctrico argentino responde a dos niveles de gobierno: el nacional y el provincial. El primer nivel regula la generación y transporte de energía, mientras que el segundo lo hace sobre la distribución. Esto significa que los municipios (es decir, los gobiernos locales) tienen un papel menor en lo que se refiere a la generación, transporte y/o distribución de energía<sup>19</sup>. El principal papel que desempeñan los gobiernos locales es en el uso racional de la energía y las medidas de eficiencia energética, ya que gestionan la iluminación pública local. En lo relativo a la movilidad o transporte de cargas y pasajeros, también existen competencias de los tres niveles de gobierno, de acuerdo con el tipo de transporte al que se refiere y a su recorrido.

---

<sup>19</sup> Excepto algunos pocos casos en los que existen empresas mixtas locales, un ejemplo de esto es el caso de la Usina Popular y Municipal de Tandil Sociedad de Economía Mixta.

## 2. Metodología

### 2.1 Aporte proyectado

Durante el año 2020 se dispararon las discusiones en Argentina en torno al aprovechamiento del hidrógeno y sus potencialidades frente a la posible demanda futura del mercado internacional. Así, con algunos años de demora en relación con los países vecinos, la consideración del hidrógeno, particularmente del llamado hidrógeno “verde”, comienza a ser parte del debate político y regulatorio en Argentina.

El régimen promocional del hidrógeno plasmado en la Ley Nacional 26.123 (2006) venció en 2022 y debería ser reformulado para adecuarse a las oportunidades presentes y futuras, atendiendo a la importancia del hidrógeno como vector de descarbonización de la economía y a su potencialidad como dinamizador de exportaciones energéticas. Esa actualización deberá plasmarse en un nuevo marco regulatorio el que comenzó a debatirse de manera incipiente durante 2022 y comenzará a ser de gran importancia durante 2023-2024 dada las diferentes iniciativas que ya se han presentado<sup>20</sup>.

El presente trabajo pretende brindar elementos de análisis para contribuir al debate político y parlamentario en el marco de la actualización de la Ley Nacional 26.123 y la necesidad de generar nuevas condiciones para impulsar la actividad. Nos centraremos en (1) el desarrollo global esperado del hidrógeno, lo que incluye la demanda, su composición y características, como así también su desarrollo regional; (2) el desarrollo del comercio internacional del hidrógeno, los actores más relevantes en la oferta y la demanda y la diplomacia que ha comenzado a desarrollarse; y (3) el lugar que se perfila para América Latina en este comercio, lo que incluye la evaluación de la porción de mercado que puede llegar a capturar nuestro continente, teniendo en cuenta la configuración de la demanda europea y la capacidad productiva de la región. En este marco, se debe tener en cuenta que las condiciones institucionales, regulatorias y la definición de una política de Estado en esta materia deberá ser definida durante la primera mitad de esta década si se quiere que la Argentina alcance un nivel de desarrollo tal que pueda hacerla competitiva globalmente para el año 2030, que es cuando se estima comenzará a desplegarse el mercado internacional del hidrógeno.

Se tomarán como referencia los estudios globales más relevantes que han sido publicados recientemente por diversas agencias internacional especializadas, entre otros los de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y también informes de reconocidas consultoras internacionales, como es el caso BloombergNEF; los mismos serán contrastados con el potencial en materia de energías renovables en la Argentina. También se revisarán las incipientes iniciativas en la materia que existen en el país y los más recientes estudios realizados para el mercado regional y local. Se analizarán las opiniones de diferentes actores locales (empresas, sector gubernamental y científico/tecnológico) para identificar cuáles son los mecanismos de promoción percibidos como necesarios por las distintas partes interesadas.

También se analizará la conveniencia y oportunidad de obtención del hidrógeno a partir del “*reforming*” del gas natural con captura de carbono y almacenamiento (hidrógeno “azul”), la obtención a partir de la *electrólisis* del agua con energía eléctrica renovable (hidrógeno “verde”), con

---

<sup>20</sup> Durante la realización de este trabajo se anunció en reiteradas oportunidades que era inminente que el Poder Ejecutivo Nacional enviaría su propio proyecto al Congreso Nacional.

energía nuclear (hidrógeno “rosa”) y otras alternativas. Estas diferentes opciones tecnológicas para producir hidrógeno determinan sus cualidades ambientales y, por lo tanto, definirán qué mercados o qué potenciales clientes se podrán satisfacer.

Asimismo, se analizará la evolución que recientemente han tenido las iniciativas desarrolladas por el Consorcio H2ar a través de Y-Tec (YPF), la PlataformaH2 Argentina y los anuncios del Gobierno Nacional para elaborar una Estrategia Nacional del Hidrógeno. Se tomarán como referencia las políticas que actualmente están llevando adelante los gobiernos de la región, principalmente de Chile y de Uruguay.

Como se anticipó más arriba, el tema de investigación se inscribe en el contexto más amplio de la transición energética nacional, la que requerirá de un profundo recambio tecnológico en la actividad energética e industrial. Esta transición tiene un período crítico durante la presente década ya que deberá iniciarse el proceso de caída en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para alcanzar, hacia mediados del siglo, la neutralidad de emisiones. Este punto de inflexión, el cambio de tendencias de la trayectoria de emisiones de GEI, es necesario alcanzarlo rápidamente para ser consistentes con los compromisos internacionales refrendados por la Argentina. Además, el país debe prestar atención a las posibles restricciones al comercio internacional en relación al componente de carbono de los flujos comerciales. La transición debe además adaptarse a la particular dotación de recursos del país, la estabilidad económica, política y social y el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas (CBDR, por sus siglas en inglés) que hoy suelen ser parte de lo que se conoce como transición justa.

En ese sentido, uno de los desafíos de esta transición es la modernización de los marcos regulatorios de la actividad energética, y el acoplamiento de la economía argentina a una nueva revolución tecnológica de la mano de la producción y utilización de la energía limpia o baja en emisiones de GEI. Para nuestro país resulta crítico el cómo se lograrán reemplazar las actividades económicas hoy existentes vinculadas a la industria de los combustibles fósiles por las nuevas industrias, más propias del perfil del siglo XXI. Esto último implica el enorme desafío de procurar una transición que sea virtuosa en términos económicos, sociales y políticos.

## 2.2 Esquema de trabajo

Acorde a los objetivos trazados en la introducción del trabajo se desarrollarán las siguientes tareas.

- A) Para caracterizar el marco político global en el que se inserta la industria del hidrógeno “verde”:
  - a.1 – Descripción del contexto global e implicancias de la transición energética global y su impacto en los planes energéticos en la Argentina.
  - a.2 – Relevamiento de la literatura internacional más actualizada sobre las expectativas del futuro desarrollo del hidrógeno en el marco de la transición energética.
  - a.3 – Presentación del desarrollo reciente del hidrógeno en los países de la región.
- B) Para dimensionar el mercado global y nacional para la futura demanda de hidrógeno “verde”:

- b.1 – Revisión de las proyecciones globales en base a los principales escenarios identificados.
- b.2 – Análisis y descripción del mercado local del hidrógeno y la demanda de productos en base a hidrógeno que deberán convertirse de hidrógeno “gris” a hidrógeno “verde”.
- b.3 – Descripción de potenciales fuentes de producción de hidrógeno “verde”, costos posibles y su ubicación regional.
- C) Para identificar las principales barreras que presenta la Argentina para el desarrollo del hidrógeno:
  - c.1 – Exploración del rol de potenciales nuevos actores en el campo de la energía y actividades potencialmente vinculadas al hidrógeno (Ej.: Puertos).
  - c.2 – Estimación de las ventajas comparativas que otros países utilizan para potenciar su rol como productores globales del hidrógeno.
- D) Para identificar instrumentos para eliminar o superar esas barreras:
  - d. 1 – Evaluación y descripción de las normas que han logrado ser exitosas en promover nuevas actividades productivas en el país.
  - d.2 – Análisis comparativo de marcos normativos de países de la región con iguales objetivos.
- E) Para finalmente proponer un texto que reúna las propuestas institucionales y normativas para un marco regulatorio que promueva el desarrollo del hidrógeno “verde” en la Argentina.
  - e.1 – Descripción del rol que las instituciones públicas deben cumplir en un plan de desarrollo de hidrógeno “verde” a gran escala.
  - e. 2 – Desarrollo de los ejes rectores de la normativa propuesta.
  - e.3 – Redacción de propuesta normativa.

## 2.3 Fuentes

Para abordar el presente trabajo se ha realizado una recopilación exhaustiva, lectura y análisis de estudios publicados por agencias y organismos internacionales y regionales y consultoras, dedicados al análisis de la coyuntura global actual del hidrógeno y a proyectar su potencial futuro en el marco de la transición energética en los próximos años.

También, se realizaron quince entrevistas a actores de relevancia para el tema de este trabajo y se analizaron las hojas de ruta de países que ya cuentan con una estrategia del hidrógeno.

Por otro lado, se consultaron regulaciones nacionales y acuerdos internacionales vinculados al cambio climático, la energía y e hidrógeno.

Por último, se consultaron textos de autores varios, oportunamente citados, dedicados al análisis del rol del hidrógeno en la descarbonización de la economía, sus potencialidades, dificultades y las barreras para su desarrollo.

### 3. Contexto global y transición energética

#### 3.1 ¿Cuánto cambio climático es tolerable?

El reciente impulso que ha tomado el hidrógeno verde o de origen renovable obedece, en gran medida, a algunos desarrollos recientes en materia de política climática global. Es a partir de la adopción del Acuerdo de París (AP) (ONU 2015) que adquirió el alto perfil actual. Esto obedece a que la política climática global está impulsando a una transición energética acelerada y a la descarbonización de todos los sectores de la economía global y en plazos perentorios. Es en el AP donde por primera vez se establece un objetivo climático preciso como meta de la política climática.

*“Mantener el aumento de la temperatura media mundial **muy por debajo de 2 °C** con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para **limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C** con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.”<sup>21</sup>*

Ese objetivo de limitar el aumento de la temperatura muy por debajo de los 2°C, procurando limitarlo a tan sólo 1,5°C, tiene enormes implicancias. Fundamentalmente, impone un límite estricto a la cantidad de GEI que pueden ser emitidos globalmente. A partir de esa restricción se pueden desarrollar diferentes escenarios para la evolución de las emisiones de los años venideros sin generar un aumento de la temperatura que exceda los objetivos comprometidos. Una de las mayores restricciones que nos muestran esos escenarios es que debemos alcanzar la neutralidad de emisiones o las cero emisiones netas para mediados de este siglo.

Hubo un largo proceso de negociaciones y de acuerdos políticos hasta llegar a la adopción de esas metas. Si bien los 2°C eran considerados desde hacía muchos años el límite climático que reflejaría cuantitativamente el objetivo general de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), no fue sencilla su adopción como compromiso explícito y legalmente vinculante. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), mostraba sistemáticamente en sus periódicos informes la escala de los impactos de acuerdo a los diferentes rangos de aumento de la temperatura global. Lo complejo fue tomar la decisión política acerca de cuántos daños o impactos en los ecosistemas y en las sociedades era moralmente aceptable y, al mismo tiempo, qué reducción de emisiones era físicamente posible de cumplir. No se trató de una decisión puramente científica, sino política, aunque basada en la ciencia climática.<sup>22</sup>

Uno de los elementos que le otorgan una enorme relevancia al AP es que, hasta el momento de su adopción, toda la política climática estaba basada en un objetivo genérico y poco preciso, que había sido establecido por la CMNUCC (ONU 1992). Así la CMNUCC en su Artículo 2 indica:

*El objetivo último de la presente Convención y de todo instrumento jurídico conexo que adopte la Conferencia de las Partes, es lograr, de conformidad con las disposiciones pertinentes de la Convención, **la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas***

<sup>21</sup> Artículo 2, Acuerdo de París (2015).

<sup>22</sup> El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) fue creado en 1988 para facilitar evaluaciones integrales del estado de los conocimientos científicos, técnicos y socioeconómicos sobre el cambio climático, sus causas, posibles repercusiones y estrategias de respuesta.

*peligrosas en el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible.*<sup>23</sup>

En aquel momento, el objetivo de estabilizar las concentraciones de GEI en la atmósfera a un nivel que evite perturbaciones peligrosas en el sistema climático era una expresión que manifestaba el sentido de las políticas a implementarse, pero nada nos dice acerca de su magnitud ni de los plazos de tiempo para aplicarlas. Esto ocurre porque en 1992 no existía un acuerdo o consenso político global tal como para definir en cuánto se debía limitar esa concentración y cuáles serían esas interferencias “peligrosas”.

En 1997 se adopta el Protocolo de Kioto (PK) (ONU 1998) que constituye el primer instrumento accesorio a la CMNUCC, y cuyo objetivo central fue establecer un primer periodo de compromisos para un grupo de países, los Anexo I de la Convención, que debían resultar en una reducción de no menos del 5% de sus emisiones respecto del año base 1990. Se trataba de una meta muy pequeña, pero su objetivo era colocar a la comunidad internacional en el camino de la reducción de sus emisiones globales. Es decir, se trató de un paso inicial, aunque insuficiente para cumplir con el objetivo general de la CMNUCC. En el párrafo 1 del artículo 3 del Protocolo se sintetiza así:

*“Las Partes incluidas en el anexo I se asegurarán, individual o conjuntamente, de que sus emisiones antropógenas agregadas, expresadas en dióxido de carbono equivalente, de los gases de efecto invernadero enumerados en el anexo A no excedan de las cantidades atribuidas a ellas, calculadas en función de los compromisos cuantificados de limitación y reducción de las emisiones consignados para ellas en el anexo B y de conformidad con lo dispuesto en el presente artículo, con miras a reducir el total de sus emisiones de esos gases a un nivel inferior en no menos de 5% al de 1990 en el período de compromiso comprendido entre el año 2008 y el 2012”.*<sup>24</sup>

Los objetivos climáticos generales del PK son los mismos que ya estaban enunciados en la CMNUCC, pero en este caso se trata de un instrumento pragmático cuyo objetivo específico fue que un conjunto de países, básicamente el mundo industrializado, comience a reducir sus emisiones. La razón por la cual se deja afuera de las obligaciones cuantificadas a los países en desarrollo es que, en el PK se propuso que los que den el primer paso en la mitigación fueran los países industrializados, siendo éste un modo de llevar a la práctica uno de los principios fundamentales indicados por la CMNUCC, el de las responsabilidades comunes pero diferenciadas:

*“Las Partes deberían proteger el sistema climático en beneficio de las generaciones presentes y futuras, **sobre la base de la equidad y de conformidad con sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus respectivas capacidades.** En*

---

<sup>23</sup> Artículo 2, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC).

<sup>24</sup> Se refiere al anexo I de la CMNUCC el que comprende a 43 países Partes, los que clasifican como países desarrollados y "economías en transición" o "países que están en proceso de transición a una economía de mercado". Estos últimos son las antiguas economías que configuraban la ex Unión Soviética. El anexo A del PK es la “canasta” de 6 gases de efecto invernadero regulados por el Protocolo y sobre los cuales se establecen los objetivos de reducción de emisiones. El anexo B del PK establece para cada Parte del anexo I de la CMNUCC el objetivo porcentual de reducción al que está obligado a cumplir.

*consecuencia, las Partes que son países desarrollados deberían tomar la iniciativa en lo que respecta a combatir el cambio climático y sus efectos adversos”.*<sup>25</sup>

A los pocos años de haber sido adoptado el PK se comenzaron a manifestar, de manera creciente, algunas críticas sobre la estructura del instrumento. Una de las principales consistía en que la división del mundo que se había realizado no reflejaba la realidad de la distribución y tendencias de las emisiones globales actuales; esta situación era particularmente importante para el caso de China, país históricamente asociado al mundo en desarrollo, pero que ya era el principal emisor global de GEI y con una tendencia de emisiones a la suba. Esta crítica había provocado la decisión de los Estados Unidos de no ratificar este instrumento internacional y lo mismo ocurrió con otros países. Resultaba claro, entonces, que una vez finalizado el primer período de compromiso del PK (2000-2010) debería diseñarse un nuevo instrumento legal con una estructura diferente.

Este nuevo régimen tendría un período de compromisos para el decenio 2010-2020 y resultaba necesario que tradujese el objetivo genérico de la CMNUCC en una meta precisa y no una meramente voluntarista y genérica. También debía dejar atrás esa primera etapa de compromisos mínimos asignados sólo para un grupo acotado de países. Las controversias eran muy importantes y no hubo avances significativos, el PK ya tenía poco apoyo y era necesario un enfoque diferente. El punto más alto de estas controversias pudo verse en el estrepitoso fracaso de la decimoquinta Conferencia de las Partes (COP15) en la ciudad de Copenhague. Era de esa reunión que debía emerger la nueva arquitectura global para enfrentar el cambio climático post PK.<sup>26</sup>

La “segunda etapa” del PK debía atender tres cuestiones fundamentales que no podían postergarse por más tiempo: la primera, comprometer a todos los países, industrializados o no, a iniciar un proceso de reducción cuantificada de emisiones; segundo, atender a las realidades de cada país para definir esas metas y acercarse a un esquema de “compromisos voluntarios”; tercero, definir un objetivo climático, que representara una meta a la altura del objetivo de la CMNUCC. Este último es el más importante, ya que significaba salir de simples pasos iniciales, para pasar a tener un horizonte de largo plazo y a la escala del desafío climático.

Todos esos elementos debían ser contemplados en el nuevo instrumento que reemplazaría al PK durante la próxima década. La COP15 debía ser el momento en el que emergiera esa nueva estructura. Sin embargo, las dificultades fueron enormes y las discrepancias irreconciliables, por lo que la COP15 fracasó.

Objetivos climáticos tales como no superar un aumento de la temperatura promedio global en 2°C, 1,5°C o, incluso de 1°C, existieron durante los primeros años, siempre en los “pasillos” de la negociación política, en los *papers* científicos y en los informes técnicos no gubernamentales pero estos objetivos nunca llegaron a expresarse en un instrumento legalmente vinculante hasta ese momento. Esto ocurría producto de que, si bien la política pedía mayores precisiones a la ciencia para tomar decisiones, la ciencia consideraba que esas decisiones recaían mayormente en la

---

<sup>25</sup> Artículo 3 (Principios), párrafo 1, CMNUCC (1992)

<sup>26</sup> La Conferencia de las Partes (COP) es la Cumbre Anual que realiza la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) donde se reúnen los 196 países más la Unión Europea que conforman a las Partes. Las COP comenzaron en 1994 y son sesiones en las que se reúnen los países que han ratificado las Convenciones de las Naciones Unidas. En las COP se toman decisiones por consenso de las 197 Partes que integran la CMNUCC, en relación a una agenda que se debe acordar y aprobar por las mismas.

aceptación de cuál sería el nivel de daños que la política estaría dispuesta a aceptar en términos éticos.<sup>27</sup>

La COP15 no pudo lograr su objetivo propuesto, y más aún, todo el andamiaje institucional climático estuvo en peligro. La reunión no pudo alcanzar un acuerdo político de alto nivel, excepto cuestiones técnicas y administrativas de menor relevancia, algo sin precedentes. Sin embargo, un esfuerzo de último momento generó un documento no oficial llamado Acuerdo de Copenhague (AC), que fue firmado por 114 países. La COP15 tuvo, finalmente, un resultado significativo, su Plenario General adoptó una decisión en la que se *“toma nota del Acuerdo de Copenhague de 18 de diciembre de 2009”*. Eso fue suficiente para salvar el proceso (UNFCCC, 2010).

A pesar de ser un instrumento no oficial, el AC tuvo un impacto extraordinario y cambió el curso de las negociaciones climáticas. El documento fue firmado por los grandes emisores, incluyendo a China y a los países que se habían retirado del PK. Lo más importante es que estableció, por primera vez, la meta de los 2°C como objetivo climático que debería guiar los esfuerzos globales. También incorporó la meta de alcanzar un financiamiento internacional por parte del mundo desarrollado de 100.000 millones de dólares, y dispuso que los países fueran definiendo sus compromisos voluntarios de reducción de emisiones, incluyendo una planilla vacía, destinada a que los países vayan completando con sus decisiones. Las bases de lo que más tarde sería el AP ya estaba en ese acuerdo no oficial de 2009. (Averchenkova, 2010)

En su Párrafo 2, el AC señala:

*“Convenimos en que se requieren fuertes reducciones de las emisiones mundiales, a la luz de la ciencia y de la información recogida en el Cuarto Informe de Evaluación del IPCC, con miras a lograr una disminución de dichas emisiones que permita **mantener el aumento de la temperatura mundial por debajo de 2 °C**, y nos proponemos tomar medidas para cumplir este objetivo de conformidad con la ciencia y sobre la base de la equidad. Deberíamos cooperar para lograr que las emisiones mundiales y nacionales alcancen su punto máximo lo antes posible, reconociendo que el plazo para ello será más largo en el caso de los países en desarrollo, y teniendo presente que el desarrollo económico y social y la erradicación de la pobreza son las prioridades primeras y esenciales de esos países y que para lograr el desarrollo sostenible es indispensable una estrategia de desarrollo con bajas emisiones”*.<sup>28</sup>

El PK estaba quedando atrás, y este acuerdo informal estaba ahora indicando el camino por donde seguir. Al final de este se indica:

*“Pedimos que para 2015 se lleve a cabo un examen de la aplicación del presente Acuerdo, a la luz, entre otras cosas, del objetivo último de la Convención. En el marco de dicho examen se consideraría la posibilidad de reforzar el objetivo a largo plazo en referencia a diversos elementos planteados por la ciencia, particularmente en relación con el aumento de la temperatura en 1,5 °C”*.<sup>29</sup>

---

<sup>27</sup> Establecer un objetivo climático cuantificado era un tema extremadamente complejo, cualquier límite que se adoptara significaba la aceptación de un cierto nivel de daños y pérdidas y un costo económico asociado. La frase que resumía esa situación de dificultad para tomar una decisión era que se tratada de *“demasiada ciencia para la política, demasiada política para la ciencia”*.

<sup>28</sup> Párrafo 2, Acuerdo de Copenhague (2009).

<sup>29</sup> Párrafo 12, Acuerdo de Copenhague (2009)

Desde entonces, la meta de los 1,5°C y los 2°C comienzan a estar en la mira de los negociadores, y en las hipótesis para construir escenarios de desarrollo que pudieran mantener las emisiones para no exceder dichos límites. Pero la institucionalización de estas metas no tomaría impulso verdadero hasta la adopción del AP, tal como indicaba la hoja de ruta esbozada en el 2009. Con cinco años de demora surgiría en 2015 el nuevo régimen que enmarcaría la nueva acción climática global para el período 2020-2030. Se puede decir que el AP emerge del fracaso político de Copenhague, de los limitados resultados del PK y del diseño establecido informalmente por el AC.

Hubo que esperar hasta el año 2015 para que se pudiera adoptar una nueva arquitectura jurídica para enmarcar la política climática, sus esfuerzos de mitigación y adaptación, así como los esfuerzos financieros para canalizar la ayuda para los países más vulnerables y menos desarrollados. En la COP21, en París, se adoptó el AP, mediante el cual se oficializa la meta climática de no superar los 2°C, enfatizando que el esfuerzo debería procurar no superar el 1,5°C. Este objetivo cambió radicalmente la discusión en torno a los esfuerzos de mitigación necesarios.

El AP entró rápidamente en vigor (2016), lo que demostró el grado de consenso alcanzado y la premura que sus objetivos climáticos imponen. A medida que los países fueron ratificando su adhesión, comenzaron a actualizar sus compromisos nacionales de metas de reducción de emisiones, las que inicialmente adoptan como primer horizonte temporal el año 2030. Estas metas resultan ser críticas ya que deben representar un punto de inflexión en las economías de cada uno de los países, un cambio de tendencias en las emisiones, alcanzar su pico máximo e iniciar su descenso.

### 3.2 El “carbon budget” y la meta de descarbonización

A partir del año 2016 comienzan a desarrollarse los primeros planes y estrategias de largo plazo con el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones para mediados de este siglo. Es el propio AP el que indica que *“todas las Partes deberían esforzarse por formular y comunicar estrategias a largo plazo para un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, teniendo presente el artículo 2 y tomando en consideración sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y sus capacidades respectivas, a la luz de las diferentes circunstancias nacionales”*.<sup>30</sup>

La adopción de la meta de 2°C como límite máximo para la suba de la temperatura promedio global tiene enormes implicancias. En primer lugar, los esfuerzos de mitigación dejan de ser políticas voluntaristas y comienzan a tener también metas muy estrictas y precisas. Al colocar el límite de 2°C la ciencia climática puede definir con cierto grado de precisión qué nivel de concentraciones máximas de GEI puede alcanzar la atmósfera, lo que define cuál es la cantidad máxima que pueden ser emitidos. Estos valores fueron analizados en diversas oportunidades por el IPCC y en su Sexto Informe de Análisis (AR6) publicado en 2021 se puede resumir en la siguiente tabla:

---

<sup>30</sup> Artículo 4.19, Acuerdo de París (2015).

Tabla 2. Estimación de las emisiones históricas de CO<sub>2</sub> y los “carbon budgets” remanentes

Global warming between 1850–1900 and 2010–2019 (°C)		Historical cumulative CO <sub>2</sub> emissions from 1850 to 2019 (GtCO <sub>2</sub> )					
1.07 (0.8–1.3; likely range)		2390 (± 240; likely range)					
Approximate global warming relative to 1850–1900 until temperature limit (°C)*(1)	Additional global warming relative to 2010–2019 until temperature limit (°C)	Estimated remaining carbon budgets from the beginning of 2020 (GtCO <sub>2</sub> )					Variations in reductions in non-CO <sub>2</sub> emissions*(3)
		Likelihood of limiting global warming to temperature limit*(2)					
		17%	33%	50%	67%	83%	
1.5	0.43	900	650	500	400	300	Higher or lower reductions in accompanying non-CO <sub>2</sub> emissions can increase or decrease the values on the left by 220 GtCO <sub>2</sub> or more
1.7	0.63	1450	1050	850	700	550	
2.0	0.93	2300	1700	1350	1150	900	
<p>*(1) Values at each 0.1°C increment of warming are available in Tables TS.3 and 5.8.</p> <p>*(2) This likelihood is based on the uncertainty in transient climate response to cumulative CO<sub>2</sub> emissions (TCRE) and additional Earth system feedbacks, and provides the probability that global warming will not exceed the temperature levels provided in the two left columns. Uncertainties related to historical warming (±550 GtCO<sub>2</sub>) and non-CO<sub>2</sub> forcing and response (±220 GtCO<sub>2</sub>) are partially addressed by the assessed uncertainty in TCRE, but uncertainties in recent emissions since 2015 (±20 GtCO<sub>2</sub>) and the climate response after net zero CO<sub>2</sub> emissions are reached (±420 GtCO<sub>2</sub>) are separate.</p> <p>*(3) Remaining carbon budget estimates consider the warming from non-CO<sub>2</sub> drivers as implied by the scenarios assessed in SR1.5. The Working Group III Contribution to AR6 will assess mitigation of non-CO<sub>2</sub> emissions.</p>							

Fuente: IPCC (2021)

De la tabla previa podemos decir que, en la actualidad el aumento de la temperatura global ha sido alrededor de 1,07°C producto de emisiones acumuladas desde 1850 hasta 2019, las que suman aproximadamente 2.390 GtCO<sub>2</sub>. Para limitar la suba de la temperatura a 1,5°C se pueden emitir unos 400 GtCO<sub>2</sub>, en tanto que para no superar los 2°C esas emisiones pueden ser de 1.150 GtCO<sub>2</sub>, en ambos casos adoptando una probabilidad de ocurrencia del 67%. Las emisiones anuales de CO<sub>2</sub> son en la actualidad de 38 GtCO<sub>2</sub>, esto quiere decir que, si no comenzamos a reducirlas emisiones rápidamente agotaremos el “carbon budget” disponible en pocos años. En 30 años para el caso de 2°C (1.150 GtCO<sub>2</sub>) y en 11 años para limitar la suba a 1,5°C (400 GtCO<sub>2</sub>).

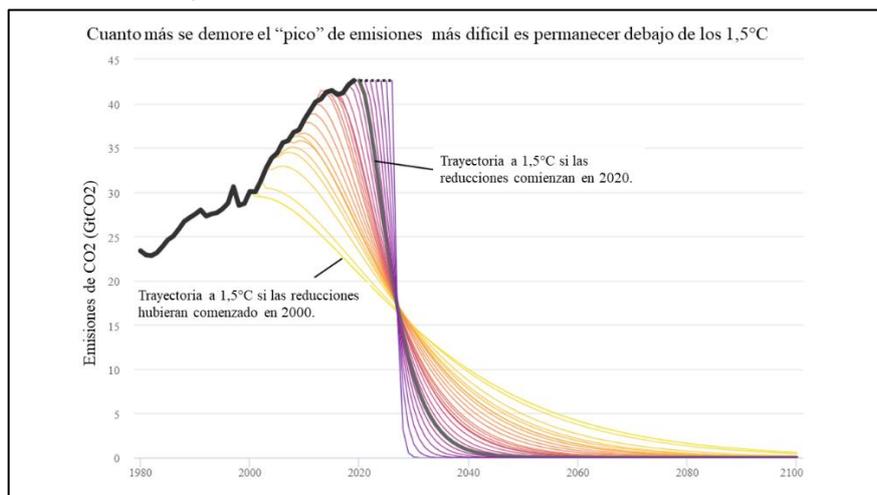
Gráfico 5 - El “carbon budget” disponible para cada objetivo climático



Fuente: elaboración propia

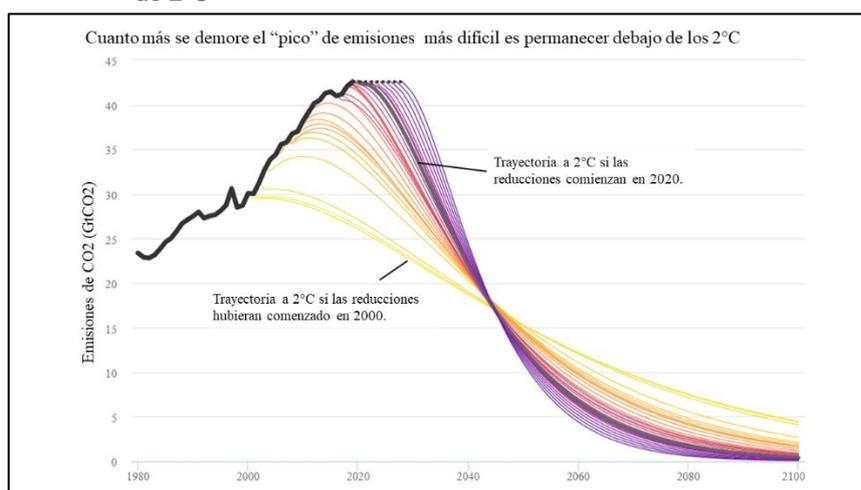
La meta de 2°C o de 1,5°C nos define un “carbon budget” acotado, y lo que la política tiene que decidir es el modo en que ese presupuesto de emisiones se distribuye entre las partes (países) y en el tiempo. La distribución temporal es lo que define las diferentes trayectorias de emisiones globales futuras. En los siguientes gráficos se esquematizan familias de curvas/trayectorias que permiten cumplir con los objetivos fijados; cuanto más se demoren las políticas de mitigación, más severos deberán ser los recortes de emisiones en el futuro. Todas las trayectorias representan la misma cantidad de emisiones.

**Gráfico 6 - Familia de trayectorias de emisiones compatibles con el objetivo de 1,5°C**



Fuente: elaboración propia

**Gráfico 7 - Familia de trayectorias de emisiones compatibles con el objetivo de 2°C**



Fuente: elaboración propia

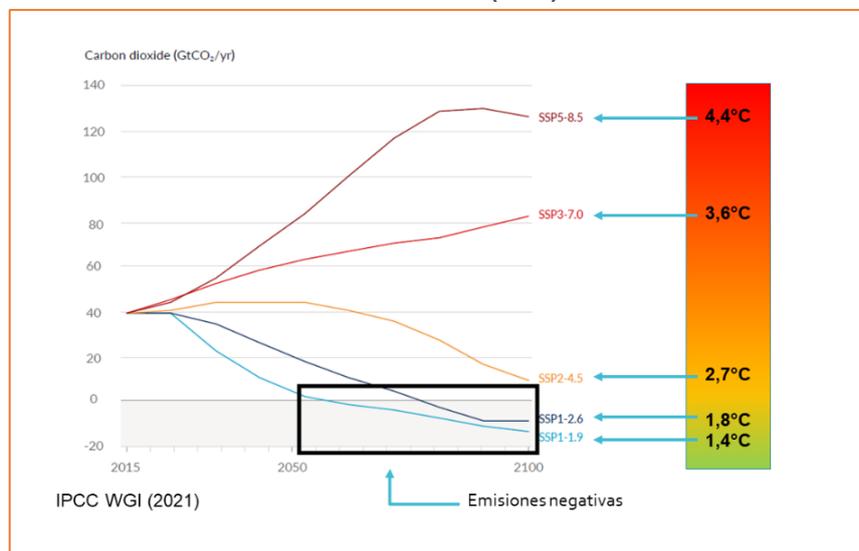
El IPCC realizó una estimación de las trayectorias de emisiones para 5 escenarios diferentes de políticas de mitigación con distintos contextos socioeconómicos. La familia de escenarios estudiados se puede sintetizar en la siguiente tabla.

Tabla 3. Escenarios de Emisiones analizados por el IPCC (2021)

Nombre Escenario	Radiative Force (W/m2) 1750-2100	Near Term 2021-2040		Mid-Term 2041-2060		Long Term 2080-2100		Tipificación del escenario Emisiones de GHG
		Best estimate (°C)	Very likely range (°C)	Best estimate (°C)	Very likely range (°C)	Best estimate (°C)	Very likely range (°C)	
SSP1-1.9	1.9	1,5	1,5 - 1,7	1,6	1,2-2,0	1,4	1,0-1,8	Muy Bajas
SSP1-2.6	2.6	1,5	1,2 - 1,8	1,7	1,3-2,2	1,8	1,3-2,4	Bajas
SSP2-4.5	4.5	1,5	1,2 - 1,8	2	1,6-2,5	2,7	2,1-5,5	Intermedias
SSP3-7.0	7.0	1,5	1,2 - 1,8	2,1	1,7-2,6	3,6	2,8-4,6	Altas
SSP5-8.5	8.5	1,6	1,3 - 1,9	2,4	1,9-3,0	4,4	3,3-5,7	Muy Altas

Las trayectorias de emisiones resultantes publicadas por el IPCC muestran que, en los dos escenarios de bajas emisiones (SSP1-1.9 y SSP1-2.6) se logran subas de la temperatura por debajo de los 2°C hacia el final del siglo. Pero se debe advertir que, al no realizarse reducciones importantes en las próximas tres décadas, ambos escenarios requieren de emisiones “negativas” o absorciones en cantidades muy significativas. Otro aspecto a destacar es que en todos ellos se alcanza la temperatura de 1,5°C alrededor del 2040.

Gráfico 8 - Escenarios de emisiones IPCC (2021)



Fuente: IPCC (2021). Agregado: Para cada trayectoria de emisiones se indica el aumento de la temperatura global al final de siglo. También se destaca que en las trayectorias de bajas emisiones se necesitarán en la segunda mitad del este siglo enormes cantidades de emisiones negativas para compensar la demora en iniciar las reducciones importantes en las emisiones.

### 3.3. Una transición energética acelerada

Existe ya un consenso creciente en la comunidad internacional acerca de que se debe realizar un esfuerzo global que nos permita permanecer dentro del límite de 1,5°C a lo largo de este siglo. Como se pudo ver en los gráficos anteriores, lograr este objetivo sólo es posible con una acelerada reducción de las emisiones globales en las próximas tres décadas hasta llegar a cero emisiones, o neutralidad entre emisiones y absorciones, para mediados de este siglo. Ello fue ratificado en la COP26 en Glasgow, Escocia, a través del documento titulado Pacto Climático de Glasgow, en el que se expresa que la COP “reconoce que los impactos del cambio climático serán

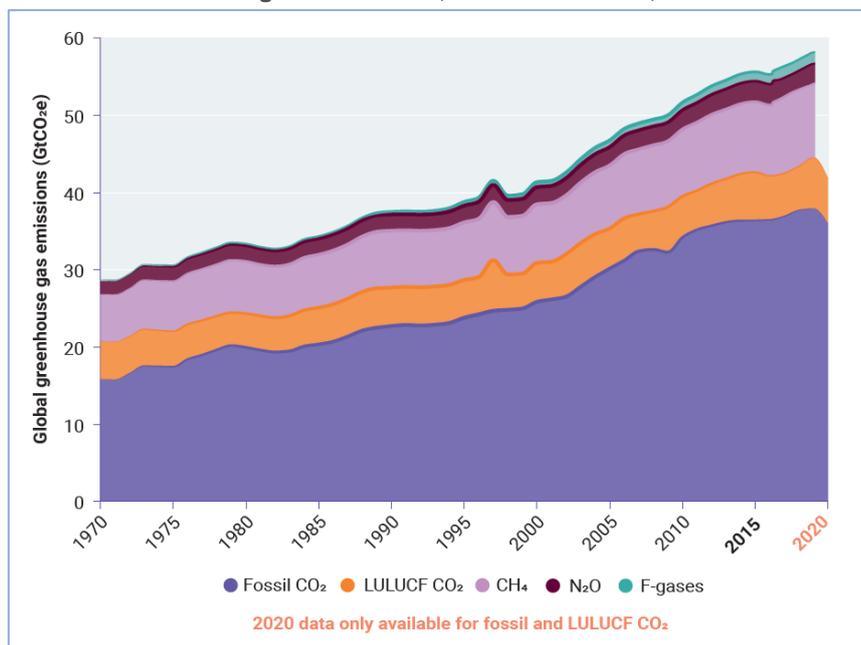
*mucho menores con una suba de la temperatura de 1,5°C comparados a una de 2°C, y resuelve proseguir los esfuerzos para limitar la suba de la temperatura a 1,5°C". (UNFCCC, 2021)<sup>31</sup>*

El Pacto Climático de Glasgow adoptado por la COP26 también indica, con bastante precisión, cuál debe ser la trayectoria de emisiones globales para alcanzar el objetivo indicado. Así nos dice que la COP *"también reconoce que limitar el calentamiento global a 1,5°C requiere de reducciones rápidas, profundas y sostenidas de las emisiones de GEI, incluyendo una reducción global de CO<sub>2</sub> en un 45% para 2030 en relación a los niveles de 2010 y llegar al cero neto para mediados de siglo, así también como profundas reducciones en los otros gases de efecto invernadero"*.<sup>32</sup>

En concordancia con las decisiones adoptadas en la COP26, en los años recientes ha ido en aumento el número de países y de organismos internacionales que asumen que el desarrollo económico y social, durante este siglo, deberá darse en el marco del objetivo de cero emisiones hacia el año 2050. Tengamos en cuenta que las emisiones de CO<sub>2</sub> son las más importantes en la totalidad de GEI y el sector de la energía es el principal contribuyente.

Durante el año 2020, producto de la pandemia COVID-19, se produjo una reducción muy importante de la actividad económica global, eso implicó una reducción de un 5,4% en las emisiones de CO<sub>2</sub>. El siguiente gráfico nos muestra la evolución de las emisiones globales por sector. Aún no se contaban con los datos de las otras fuentes de emisión al momento de publicarse el informe anual *"The Emissions Gap-2021"* el 26 de octubre de 2021 (UNEP, 2021).

Gráfico 9 - Emisiones globales de GEI, todas las fuentes, 1970-2020.



Fuente: Emissions Gap Report 2021. The Heat Is On.

<sup>31</sup> Párrafo 16 del Glasgow Climate Pact.

<sup>32</sup> Párrafo 17 del Glasgow Climate Pact.

Con el desarrollo de estas estrategias de largo plazo para alcanzar la neutralidad de emisiones para 2050, comenzó a hacerse usual la expresión “*transición energética*” para describir el proceso de rápida sustitución de los combustibles fósiles por tecnologías energéticas de bajas emisiones. La necesidad de planificar la sustitución de los recursos fósiles en todos y cada uno de los sectores económicos hizo resurgir el interés por el hidrógeno como vector energético capaz de ser generado en grandes volúmenes a partir de fuentes renovables y ser utilizado como un combustible limpio y flexible. La baja en los costos de generación eléctrica de origen renovable que se produjo en los últimos diez años terminó de completar un panorama alentador para el desarrollo del hidrógeno a gran escala (IRENA, 2021a).

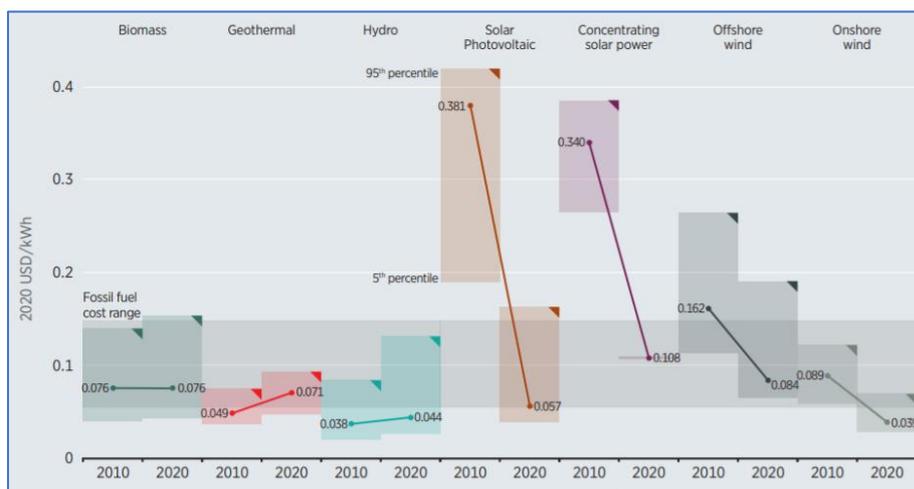
**Tabla 4. Costo total instalado, factor de capacidad y costo nivelado de tendencias de electricidad por tecnología, 2010 y 2020**

	Costos totales instalados			Factor de capacidad			Costo nivelado de la electricidad		
	(2020 USD/kW)			(%)			(2020 USD/kWh)		
	2010	2020	Cambio porcentual	2010	2020	Cambio porcentual	2010	2020	Cambio porcentual
Bioenergía	2 619	2 543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
Geotérmica	2 620	4 468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
Energía hidroeléctrica	1 269	1 870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
Solar FV	4 731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9 095	4 581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
Energía eólica terrestre	1 971	1 355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
Energía eólica marina	4 706	3 185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

Fuente: Datos extraídos de “Renewable Power Generation Costs in 2020” (IRENA 2021a)

En el siguiente gráfico puede verse que esos costos nivelados de la energía renovable ya son competitivos con el rango de valores usuales de la energía eléctrica de origen fósil (0,1 ± 0,05) USD/kWh) aun considerando un rango de variación de esto costos en función de condiciones particulares y dimensiones de cada proyecto.

**Gráfico 10 - Costo nivelado de la energía para instalaciones de gran escala (*utility-scale*) de las diferentes tecnologías renovables, 2010-2020**

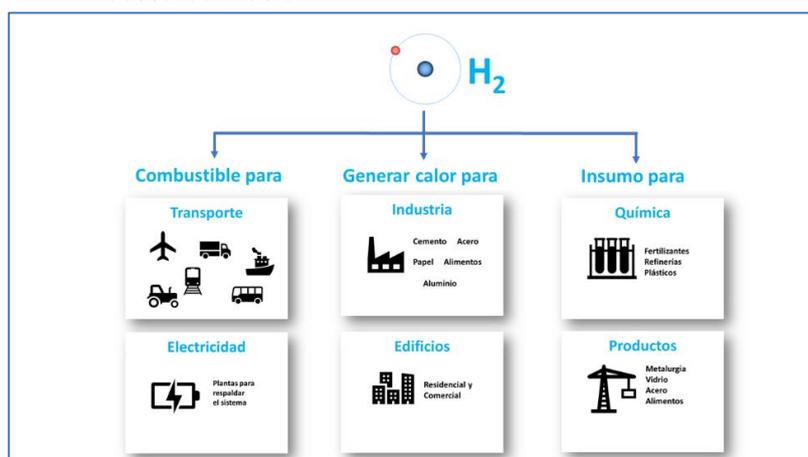


Fuente: “Renewable Power Generation Costs in 2020” (IRENA 2021a)

El diseño de los programas de transición energética implica un abordaje amplio y la utilización de una multiplicidad de estrategias y tecnologías. Se deberán robustecer las políticas de impulso a la generación renovable y tecnologías de bajas emisiones, acelerar el ingreso de la movilidad eléctrica, fortalecer los programas de eficiencia energética, el diseño de redes inteligentes y el desarrollo de nuevos y mejores dispositivos de acumulación energética, además de la posibilidad de promover la captura del carbono de las emisiones y su almacenamiento de un modo seguro. Todas estas estrategias hoy integran al hidrógeno cumpliendo un rol esencial en la descarbonización o en la sustitución de los combustibles fósiles en diversos sectores que son muy complejos para su transformación.

El siguiente gráfico ayuda a describir de manera sintética los campos de usos del hidrógeno en los que puede desplazar combustibles fósiles. En muchos casos, se trata de sustituir hidrógeno obtenido en base a combustibles fósiles (gris) por hidrógeno de origen renovable (verde). Estos usos admiten diferentes tecnologías y modalidades. Para cada caso se supone que en los próximos años se irá definiendo con mayor calidad las tecnologías que prevalecerán para cada caso en base a sus costos y eficiencia.

Gráfico 11 – Usos del hidrógeno – Sectores más “duros” para la descarbonización



Fuente: elaboración propia

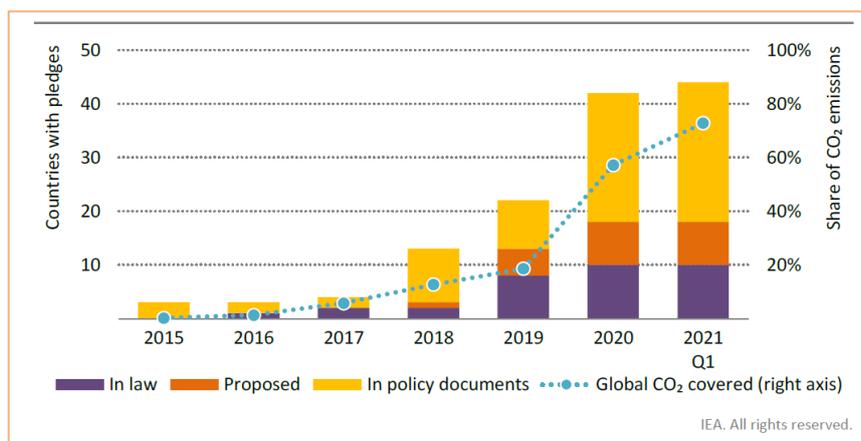
La transición hacia una economía de cero emisiones obliga a poner en marcha de forma acelerada las tecnologías que permitan eliminar las emisiones en sectores tales como la aviación, el transporte marítimo, el ferrocarril, camiones y maquinaria pesada; también en sectores industriales de alta demanda energética y la industria química, que utiliza hidrocarburos como insumos. Es en este contexto que el hidrógeno se ubica en un lugar de relevancia para planificar la descarbonización profunda de la economía.

En la planificación de las áreas energéticas de un número creciente de países y dentro del sector corporativo, la transición energética ya ha dejado de ser un ejercicio de escenarios académicos y ha pasado a ser parte de programas de gobierno y en las estrategias empresarias. En el mismo AP se indica que los países deben *“alcanzar un equilibrio entre las emisiones*

antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo.<sup>33</sup>

Hasta el pasado mes de abril de 2021, unos 44 países más la Unión Europea, habían anunciado la adopción de planes de cero emisiones; entre estos países suman el 70% de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>. De todos ellos, 10 ya convirtieron ese compromiso en leyes nacionales, 8 están en el proceso legislativo de hacerlo y los restantes lo han plasmado a través de documento oficiales. El siguiente gráfico muestra la evolución de la cantidad de países que formalizaron programas de cero emisiones y la cobertura porcentual de emisiones que representan dichos programas.<sup>34</sup>

**Gráfico 12: Países con estrategias de largo plazo hacia la neutralidad de emisiones CO<sub>2</sub>**



Fuente: IEA (2021)

Existe una relación directa entre el crecimiento de los programas de cero emisiones y el creciente interés en poner en marcha la industria del hidrógeno de origen renovable. Los planes de neutralidad de carbono lo necesitan para alcanzar a sectores de la energía e industria cuya mitigación de emisiones sería muy compleja de otro modo. Esto es muy importante de señalar, el hidrógeno hoy está siendo revalorizado por el rol que se necesita que cumpla dentro de la transición. Es decir que, la tecnología del hidrógeno, más allá de sus costos, se ha convertido en necesaria. En la medida que sus costos bajen y sean más competitivos, esto nos permitirá hacer más accesible la transición y, además, se ampliarán los campos de aplicación del hidrógeno.

### 3.4 La transición en la Argentina

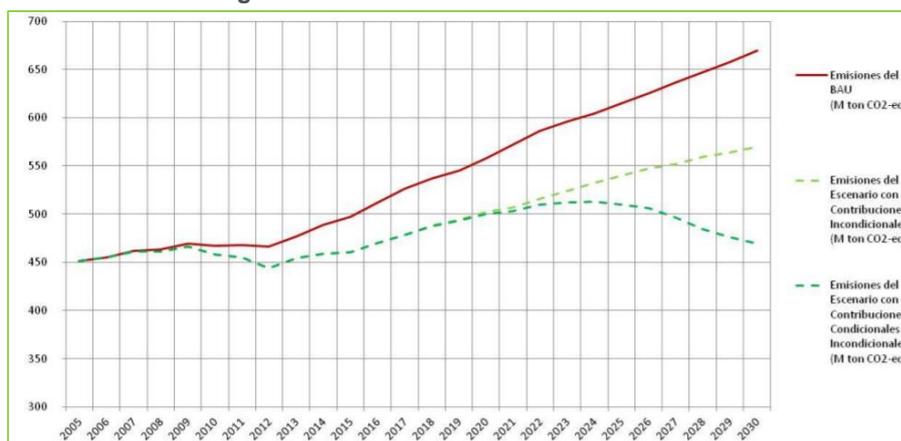
La Argentina también se ha sumado a la tendencia global de aquellos países que comienzan a diseñar su proceso de transición, estableciendo metas de emisiones restrictivas hacia el año 2030 y 2050. Ello ha sido producto del proceso que disparó el AP, y ha evolucionado acorde a la dinámica de las negociaciones internacionales.

<sup>33</sup> Artículo 4, Acuerdo de París (2015)

<sup>34</sup> "Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy" (2021)

Durante el año 2015, en el camino hacia la COP21 en París, los países fueron invitados a presentar sus Intended Nationally Determined Contribution (INDC) como una ronda inicial de contribuciones voluntarias para el momento en que se adoptase el AP. La Argentina presentó su INDC ante la CMNUCC en septiembre de 2015, con una meta que consistía en una proyección de emisiones Business As Usual (BAU) que se adoptó como línea base, y luego una reducción de emisiones de GEI del 15% en el año 2030 con respecto a las emisiones proyectadas en su BAU al mismo año. Al año 2030 las emisiones BAU proyectadas eran de 670 MtCO<sub>2</sub>e, partiendo de 450 MtCO<sub>2</sub>e en el año 2005. La contribución “incondicional”<sup>35</sup> resultaba ser de 570 MtCO<sub>2</sub>e en el 2030 para el escenario BAU planteado y alrededor de 460 MtCO<sub>2</sub>e al 2030 sumando las contribuciones incondicionales y condicionales (SAyDS, 2015).

Gráfico 13 - INDC Argentina 2015

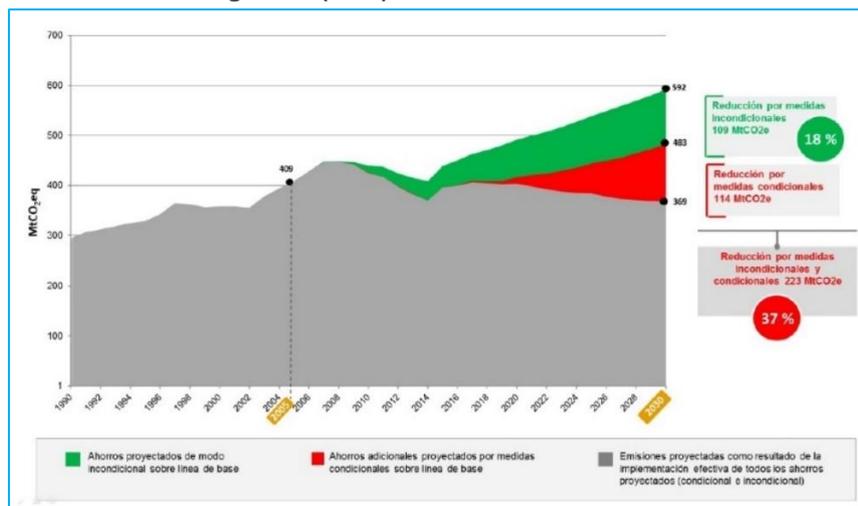


Fuente: SAyDS (2015)

Posteriormente, una vez que el AP fue adoptado, la Argentina se comprometió a realizar una revisión de esa meta para convertirlo en la primera NDC. Esa revisión se realizó durante 2016 y se presentó ese mismo año. En esta NDC (2016) la línea BAU llega al 2030 con 592 MtCO<sub>2</sub>e y la meta “incondicional” es ahora de 483 MtCO<sub>2</sub>e. Se reduce la meta incondicional en 87 MtCO<sub>2</sub>e, una reducción del 15,3% (MAyDS, 2016).

<sup>35</sup> Se habla de contribuciones o metas incondicionales cuando se trata de un compromiso que se asume cumplir sin ningún condicionante, como un esfuerzo propio del país. Las metas o contribuciones “condicionales” son aquellas que está sujetas al acceso, por ejemplo, de ayuda externa o la disponibilidad de cooperación internacional para llevarlas a cabo.

Gráfico 14 - NDC Argentina (2016)



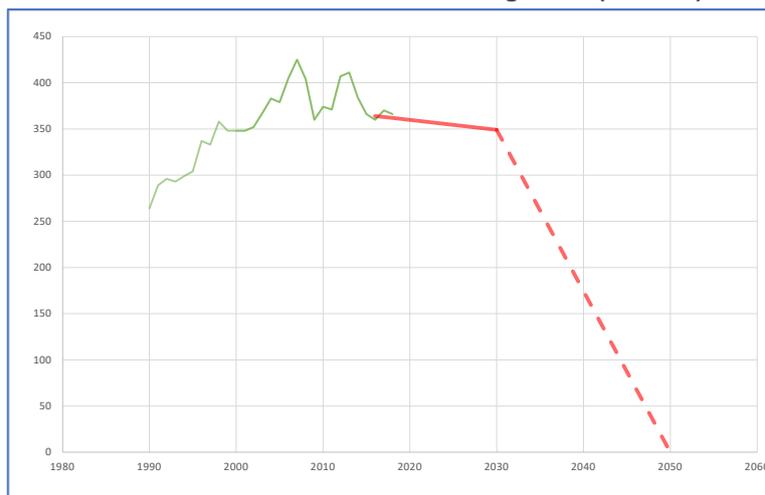
Fuente: MAyDS (2016)

En el año 2020, se presenta una segunda NDC, en la que ya no se hace referencia a ningún escenario BAU de emisiones, sino que se establece como única meta “incondicional” que la Argentina no excederá la emisión neta de 359 MtCO<sub>2</sub>e en el año 2030, abarcando a la totalidad del territorio nacional y a todos los sectores de la economía. Esta nueva meta representa una reducción de 124 MtCO<sub>2</sub>e respecto de la anterior de 2016. En el documento de presentación también se señala que “el país presentará su estrategia de desarrollo con bajas emisiones a largo plazo en la próxima Conferencia de las Partes a realizarse en Glasgow en 2021, con el objetivo de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en el 2050” (MAyDS, 2020).

A los pocos meses, en octubre 2021, se presentó una revisión de la segunda NDC en la que se reduce la meta incondicional a 349 MtCO<sub>2</sub>e, unos 10 MtCO<sub>2</sub>e respecto de la anterior. En esta oportunidad se aclara que “tiene como objetivo informar formalmente a la Secretaría de la CMNUCC que la meta actualizada de Argentina es no superar la emisión neta de 349 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO<sub>2</sub>e) en el año 2030. Cabe aclarar que esta es la única modificación que se hace al documento presentado en diciembre de 2020” (MAyDS, 2021).

Es decir que, luego de las actualizaciones tenemos una meta de 349 MtCO<sub>2</sub>e para el año 2030 y una propuesta de cero emisiones netas que fue oficialmente expresada en el documento de la NDC, aunque en la COP26 no fue presentada, tal como se había anunciado. De todos modos, podemos decir que la actual NDC implica una restricción importante y que establece un escenario de emisiones que obliga a acelerar la transición energética y la descarbonización de la economía. Si pensamos a la meta del 2030 como un objetivo de estabilización, eso significa que toda expansión de algún sector de la economía deberá ser neutro en emisiones o ser compensado por reducciones en otro sector de la economía. La neutralidad de emisiones de carbono para 2050, si bien no ha sido formalizada aún, muy probablemente deberá ser incorporada formalmente en los escenarios futuros antes de 2025.

Gráfico 15 - Emisiones 1990-2018. NDC 2021. Argentina (MtCO<sub>2e</sub>)



Fuente: elaboración propia.

Las emisiones 1990-2018 (trazo verde) corresponden a los inventarios actualizados en el BUR 4 (MAyDS, 2022). La NDC 2030 (trazo rojo) esquemáticamente se dibuja como una línea recta a modo de tendencia. En línea de puntos, la anunciada neutralidad a 2050.

A lo largo de casi 7 años, desde 2015 a 2021, ya hubo 4 actualizaciones de ajuste a las metas nacionales a 2030. Esto no se trata de un error o una anomalía dado que, en la lógica del AP, los países deben ir ajustando sus metas de mitigación de manera progresiva y acorde vayan evolucionando las negociaciones climáticas globales y regionales. Así que el estado actual de la NDC (2021) debe ser tomada en cuenta como un compromiso que, muy probablemente deba ajustarse, haciéndola más restrictiva en los años venideros. De hecho, uno de los resultados importantes de la COP26 es que se les solicita a las partes a “revisar y fortalecer” sus metas a 2030 incluidas en sus NDC y esto debe realizarse para finales del 2022 (UNFCCC, 2021).<sup>36</sup>

La Argentina se encuentra inmersa en la lógica de la transición energética global y, por lo tanto, como sucede en el resto del mundo, esto genera un creciente interés local por el rol que pueda cumplir el hidrógeno dentro del escenario energético y la descarbonización de la economía. La Argentina tiene una doble expectativa ante el desarrollo del hidrógeno verde dentro de la transición. Por un lado, la de su incorporación en el proceso de descarbonización local, reemplazando hidrógeno fósil o gris en diferentes procesos industriales; y por otro lado, el surgimiento de un potencial mercado global en el que el país puede ser un proveedor relevante. La Argentina deberá prestar atención y dedicar programas de desarrollo atendiendo ambos escenarios, la descarbonización local y la oportunidad del mercado global.

<sup>36</sup> Párrafo 29 de la Decision -/CMA.3, Glasgow Climate Pact.

## 4. Desarrollo global esperado del hidrógeno

Debido a las restricciones ya expuestas, tanto en materia de emisiones de GEI como del tiempo disponible para descarbonizar la economía, en los últimos años se ha acentuado la necesidad de generar planes globales para impulsar y acelerar el crecimiento de las tecnologías energéticas de bajas emisiones. Es así que, tanto en ámbitos especializados como en diversos organismos internacionales de desarrollo, comenzó a ser usual la evaluación de escenarios energéticos que permitan comprender cómo deberían evolucionar las tecnologías que nos llevarían a cumplir con los objetivos climáticos. Esto nos permite evaluar el impacto del ingreso masivo al mercado de las tecnologías que ya lograron un alto grado de madurez, como es el caso de las renovables; y cómo acelerar la incorporación de las tecnologías emergentes, como es el caso del hidrógeno o los mecanismos de CCS. Es así como, los escenarios de transición, cuyo objetivo es alcanzar la neutralidad de carbono para mediados de siglo, han comenzado a incluir en un rol esencial al hidrógeno en sus diferentes posibilidades de obtención y uso.

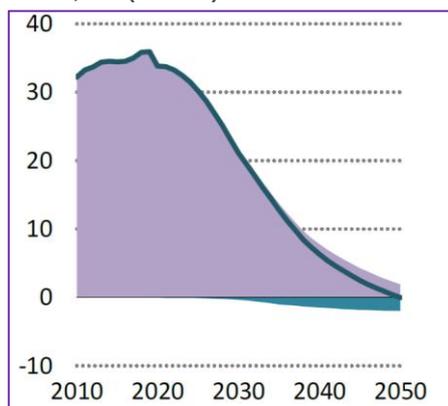
Los cambios en el mundo de la energía deberán ser muy rápidos y profundos si se quiere permanecer dentro del límite climático más estricto de 1,5°C. Se sabe además que el sector energético es el que deberá realizar los mayores esfuerzos tempranos, tanto por su peso dentro de las emisiones como por ser un sector en el que predomina la tecnología, donde es relativamente sencillo introducir cambios rápidos y disruptivos. Esto no sucede en cambio en sectores más complejos como la agricultura, la industria en general o en el manejo de residuos.<sup>37</sup>

En junio de 2021, IRENA publicó su propio estudio y escenario para cumplir con el objetivo de 1,5°C titulado *“World Energy Transitions Outlook: 1,5°C pathway”*. Este informe presenta coincidencias notables con el de la IEA de ese mismo año. Ambos escenarios concuerdan en que en la evolución de las emisiones del sector energético global deben contemplar que haya subsectores que deben comenzar a transitar por emisiones negativas unos años antes del 2050. En el gráfico 16 se muestra el rol que se espera cumpla la CCS hacia el 2050 y esto es muy relevante ya que implica que las tecnologías de captura deberán estar disponibles a gran escala para ese entonces (IRENA 2021b).

---

<sup>37</sup> Debemos tener en cuenta que, si todos los países cumplen estrictamente sus metas de reducción, tanto a 2030 como sus hojas de ruta de neutralidad hacia mediados del siglo, la temperatura global rondaría los 2,1°C. Esto significa que aún estamos lejos de estar en un camino compatible con 1,5°C y nos da una idea de la aceleración que hay que imprimirle a la transición energética.

Gráfico 16 - Emisiones globales sector energético compatibles con el objetivo de 1,5°C (GtCO<sub>2</sub>)



Fuente: IEA (2021)

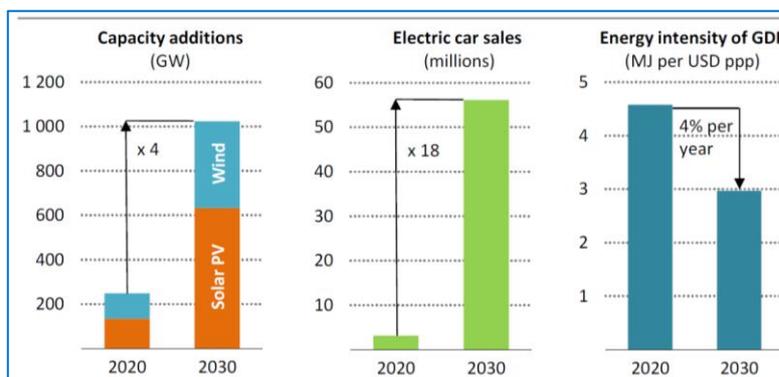
Nota: Las emisiones negativas (sombreado verde) provienen de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, pero debe tenerse en cuenta que para que representen un saldo neto negativo deben ser plantas, por ejemplo, de bioenergía con captura de CO<sub>2</sub>. En el escenario de IRENA (2021) las emisiones totales en 2050 son (-0,4GtCO<sub>2</sub>) y esto se logra con emisiones negativas netas de 4,5 GtCO<sub>2</sub>; en tanto en el Escenario de IEA (2021) en 2050 son 1,9GtCO<sub>2</sub> las emisiones capturadas para alcanzar a neutralizar las emisiones liberadas a la atmósfera y así obtener el cero neto.

En líneas generales, se puede decir que, durante la presente década, la aceleración que debe adquirir la transición deberá estar mayormente basada en tecnologías ya disponibles en el mercado: las renovables, la eficiencia energética y la electromovilidad. Posteriormente, en un segundo período post-2030, se deberá haber alcanzado la madurez de tecnologías hoy en crecimiento, tales como electrolizadores, transporte y nuevos usos del hidrógeno; baterías avanzadas; CCS; y combustibles sintéticos. Subsisten rangos importantes de incertidumbre acerca del rol que podrán jugar a futuro los biocombustibles y qué tan rápido podrán darse los cambios de comportamiento social y los patrones de consumo. Estos escenarios de transición deben satisfacer la demanda energética de modo tal que no se resienta el crecimiento económico proyectado (IEA, 2021b).<sup>38</sup>

La aceleración en el despliegue de las tecnologías existentes durante la presente década se ve reflejada en la estimación que realiza IEA (Gráfico 17), en la que la velocidad de crecimiento de las renovables deberá multiplicarse por cuatro; el despliegue o ventas de automóviles eléctricos deberá crecer 18 veces; y en materia de eficiencia, la intensidad energética deberá reducirse un 4% anual de ahora hasta el 2030.

<sup>38</sup> Para el informe “Net Zero by2050. A Roadmap for the energy sector” (IEA) se asume que para 2030 la economía global es 40% mayor que en 2021 y el consumo energético se reduce un 7%. Esto es indicativo del salto que se debe dar en materia de eficiencia energética y su traducción en la intensidad energética por punto del PBI.

Gráfico 17 - Despegue acelerado en tecnologías claves para un escenario de cero emisiones al 2050



Fuente: IEA (2021).

Nota: GW (1.000 MW); MJ (megajoules); GDP (Gross Domestic Product o Producto Bruto Interno -PBI)

En base a estas presunciones, se estima que las tecnologías de producción, manipulación y de usos finales del hidrógeno deberán comenzar a desplegarse a gran escala a partir del 2030. Durante la presente década deberán incentivarse la innovación y el desarrollo de proyectos piloto y de puesta a punto de diferentes cadenas de suministro. Este “ecosistema hidrógeno” deberá poner a prueba, por ejemplo, sistemas de almacenamiento y ductos para el CO2 capturado en el proceso de obtención del llamado hidrógeno azul y la logística del hidrógeno para ser transportado a zonas industriales remotas a través de puertos y alta mar.

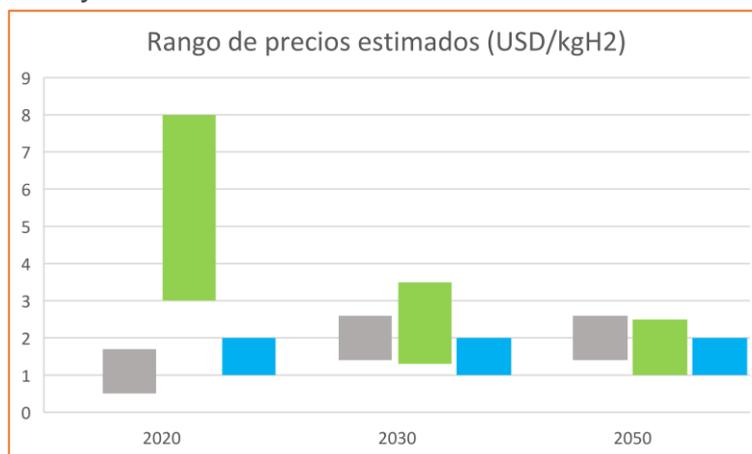
#### 4.1 Demanda global de hidrógeno

La aceleración pronunciada en la utilización del hidrógeno a partir del 2030 es una presunción firme en la totalidad de los escenarios analizados. La propia IEA, posteriormente a la publicación de su informe “*Net Zero by 2050*”, publicó el “*Global Hydrogen Review 2021*”, en el que advirtió que los gobiernos deben moverse muy rápido para dar impulso al hidrógeno de bajas emisiones si se quiere alcanzar los objetivos climáticos. Allí se destaca la necesidad de un amplio abanico de políticas activas, algunas de las cuales analizaremos luego. Los programas gubernamentales de desarrollo e impulso al hidrógeno son cruciales en esta década para poder alcanzar madurez y costos competitivos para aquel caracterizado de bajas emisiones. En ese marco se creó la Hydrogen Initiative (H2I), una iniciativa voluntaria de gobiernos y sector privado con el propósito de acelerar la adopción de políticas que permitan el despegue del hidrógeno de bajas emisiones (IEA, 2021c).

El punto de inflexión en la dinámica de despliegue del hidrógeno está dado, en gran medida, por la evolución esperada de sus costos de producción. El hidrógeno gris se obtiene hoy en un rango de costos que varía desde 0,5 – 1,7 USD/kgH<sub>2</sub>; en tanto el hidrógeno verde oscila en el rango 3,0 - 8,0 USD/kgH<sub>2</sub>. El costo de la electricidad renovable puede representar entre el 55% al 75% del costo final del hidrógeno, la variación depende del costo del suministro eléctrico y al régimen de trabajo (factor de capacidad) de los electrolizadores. La baja en los costos de la electricidad renovable y en los equipos electrolizadores, junto al incremento de las penalidades a las emisiones (carbon-tax) harán que los precios confluyan alrededor del año 2030. Un valor del carbono de 100 USD/tn implicará un aumento estimado en el valor del hidrógeno gris de 0,9 USD/kgH<sub>2</sub> (IEA, 2021c).

La innovación tecnológica, la mayor escala de la industria y la baja esperada en los costos de la electricidad renovable pueden llevar al hidrógeno verde a estar, en sitios con buen recurso renovable, en 1,3 USD/kg para 2030. Dependiendo de las regiones, en base a sus recursos renovables, el rango varía entre 1,3 - 3,5 USD/kgH<sub>2</sub> para 2030, similar a los costos del hidrógeno gris. En el largo plazo, ese rango se ubicaría en 1,0 - 3,0 USD/kgH<sub>2</sub>, siendo en sitios con un buen recurso solar más competitivo aún que el hidrógeno gris (sin captura). (IEA, 2021c)

Gráfico 18 - Rango estimativo de costos de producción hidrógeno gris, azul y verde



Fuente: elaboración propia. A partir de datos compilados de los diferentes escenarios citados en la tesis. Hacia 2050 el valor de la energía renovable debería ser de USD 20/MWh y el valor del carbono (carbon tax) no debería ser menor a USD 70/tn. Para el hidrógeno azul en base a gas natural se adopta una muy buena captura (98%) poca variabilidad del combustible y bajos costos en CCS, son presunciones más bien valores optimistas y manteniendo un rango constante entre 1-2 USD/kgH<sub>2</sub>.

Durante 2021 se publicó también un set de escenarios desarrollados por BNEF (Bloomberg NEF) con el objetivo puesto en la neutralidad de emisiones al 2050. Debido a la trayectoria de emisiones seguida en el ejercicio, la suba de la temperatura alcanzaría 1,7°C. Lo particular de este trabajo es que construye tres escenarios radicalmente diferentes, donde se extreman tres paradigmas bien distintos para lograr el mismo objetivo. Son denominados Green, Grey y Red: En el escenario Green se extrema el uso de fuentes renovables y del hidrógeno verde, y se reduce al mínimo el uso de combustibles fósiles; en el Gray, si bien hay una componente renovable importante, los combustibles fósiles siguen jugando un papel sustancial y, por ende, las tecnologías de captación de carbono, y el hidrógeno que se utiliza es azul; el escenario Red enfatiza la inserción a gran escala de la energía nuclear, aunque hay una base importante de renovables; la participación de nuclear ocupa una porción muy significativa porque, además, el hidrógeno que se utiliza es rosa, en base a núcleo-electricidad (BNEF, 2021).<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Bloomberg New Energy Finance (BNEF) publicó su informe "New Energy Outlook 2021" en julio de 2021 y en el mismo se describen los tres escenarios mencionados.

Tabla 5. Síntesis de los escenarios del New Energy Outlook 2021 (BNEF)

2019	2050 <i>Green</i>	2050 <i>Gray</i>	2050 <i>Red</i>
<b>83%</b> Fósil	<b>10%</b> Fósil	<b>52%</b> Fósil	<b>7%</b> Fósil
<b>12%</b> Renovable	<b>85%</b> Renovable	<b>42%</b> Renovable	<b>27%</b> Renovable
<b>5%</b> Nuclear	<b>5%</b> nuclear	<b>5%</b> nuclear	<b>66%</b> nuclear

Fuente: BNEF (2021)

El escenario Gray (o gris), representa un desafío muy grande en relación a la confianza tecnológica y económica depositada en la CCS. Si bien la continuidad en el uso de las instalaciones convencionales en base a combustibles fósiles permite ahorros en nuevas inversiones, la escala en las instalaciones de captura y almacenamiento no parece ser sencillo de alcanzar. A lo largo del escenario, hasta 2050, se acumulan 174 GtCO<sub>2</sub> provenientes de una multiplicidad de procesos que utilizan combustibles fósiles, asumiendo una alta eficiencia de captura (90%).<sup>40</sup>

Es posible señalar dos debilidades en un escenario de esta naturaleza: la primera es que la cantidad de emisiones almacenadas no dejarán de crecer a lo largo del período analizado y, todo indica, que continuarán creciendo post-2050, ya que el 55% de la energía para ese entonces sigue siendo de origen fósil. Si bien las curvas tendenciales muestran que el sector renovable crece, el ritmo indicaría que demandará varias décadas más para hacer una nueva transición del escenario gris a uno que se parezca mucho más al verde. Suponer que se dispondrá de la suficiente capacidad de captura de CO<sub>2</sub> y una capacidad siempre creciente para el almacenamiento seguro del mismo, es un poco aventurado.

La segunda debilidad es que supone una muy alta eficiencia en la captura del CO<sub>2</sub>, y eso es algo que no está debidamente demostrado. Además, aún no hay certezas de que tal sistema resulte lo suficientemente fiable y económico. En relación con el uso hidrógeno azul, por ejemplo, existen controversias aún no saldadas acerca de cuán menor es la emisión de éste comparado con el gris. Cuando se realiza un estudio de ciclo completo, incluyendo, por ejemplo, las pérdidas en el *upstream* del metano, se llega a valores del mismo orden de magnitud. A esto hay que sumar que la estabilidad del almacenamiento permanente del CO<sub>2</sub> no está debidamente garantizada, puesto que es muy escasa la experiencia desarrollada hasta hoy. (Howarth, Jacobson, 2021)

El otro escenario extremo, con un fuerte carácter de provocación intelectual que realiza BNEF, es el "Red Scenario". Aquí la apuesta es a una gigantesca expansión de la energía nuclear y, por ende, comparte con el escenario "Green" una electrificación profunda de la economía. Las renovables siguen ocupando una porción muy significativa de la oferta energética, aunque la nuclear avanza como en ningún otro escenario conocido. Todo el hidrógeno es rosa, con energía nuclear. Este escenario plantea superar el desafío y las barreras constituidas por los riesgos de la actividad nucleoelectrónica, la aceptación pública y sus altos costos económicos, asumiendo que se

<sup>40</sup> Siempre asumiendo que las dificultades técnicas y económicas del almacenamiento permanente estén resueltas adecuadamente.

desplegarán masivamente las tecnologías de los nuevos pequeños reactores o SMR (small modular reactors).

Esta apuesta a los reactores pequeños y modulares es bastante frágil, el propio informe señala que *“en nuestro Red Scenario, el primer reactor modular pequeño estará en línea en 2027, y 390 MW estarán en marcha para 2030”*. Esto es coincidente con los datos que provienen de la industria nuclear en relación a los SMR, puesto que no hay proyectos que estén en condiciones de ser puestos en marcha antes de esa fecha. La evidencia muestra que estos reactores no logran superar los males que aquejan a la anterior generación de plantas nucleares. Lo mucho que se dice de los SMR no se condice en la práctica con sus verdaderos logros industriales. (Schneider, Froggatt. 2021)

Como el propio análisis de BNEF señala, una trayectoria tecnológica que equilibre las múltiples variables en juego será sin duda el escenario más plausible. El ejercicio permite ver que, para permanecer dentro de las severas restricciones que nos impone el objetivo climático del AP, deberemos adoptar una serie de decisiones tecnológicas y económicas cruciales muy rápidamente. Dado que la suerte de tales escenarios se juega en buena medida en estos primeros años, de aquí al 2030. En líneas generales, un escenario “verde” debe superar el desafío de una expansión muy importante de la capacidad de generación de electricidad renovables; en un escenario “gris” se requerirá superar el enorme desafío de la captura y almacenamiento permanente de cantidades gigantescas de CO<sub>2</sub>; para el escenario “rosa” el desafío es la enorme expansión de la energía nuclear que requerirá, para lo que se deberá superar algunos desafíos técnicos, tales como la gestión de sus residuos, y la necesaria disminución de sus altos costos.

En la Tabla 6 se sintetizan alguna de los parámetros vinculados a la inserción del hidrógeno en diferentes escenarios que hemos analizado, donde pueden verse similitudes y discrepancias entre ellos.

Tabla 6. Parámetros inserción de hidrógeno (H2) en escenarios seleccionados

Escenario	2030		2050				Aporte H2 al 2050	
	Producción Global H2	Electrolizadores <sup>3</sup>	Energy Demand	Producción Global H2	Electrolizadores	Electricidad demandada x H2	En la demanda energética	En la mitigación
IEA (2021) <sup>1</sup>	212 Mt (65% azul +verde)	850 GW	344 EJ	528 Mt (100% azul+verde)	3.600 GW	14.500 TWh/año	13%	6,5%
National Pledges <sup>2</sup>	120 Mt	90 GW		250 Mt (66% azul + verde)	1.350 GW			
IRENA (2021) <sup>4</sup>			348 EJ	614 Mt (66% verde, 33% azul)	5.000 GW	21.000 TWh/año	12%	10%
Hydrogen Council (2021) <sup>5</sup>	140 Mt		344 EJ	660 Mt	3.000-4000 GW	4,5–6,5 TW potencia renovable	22%	20%
NEO 2021 <sup>6</sup> Green Escenario BNEF		1900 GW	391 EJ	800 Mt (verde)		34.000 TWh	22%	23%
NEO 2021 Gray Escenario BNEF			395 EJ	200 Mt (azul)				11%
NEO 2021 Red Escenario BNEF			391 EJ	766 Mt (rosa)		3.500 GW nucleares para electrolizadores	22%	14%
ETC 2021 <sup>7</sup> Supply-side decarbonisation only			495 EJ	800 Mt		30.000 TWh	20%	

Fuente: elaboración propia.

Notas: (1) “Net Zero by 2050” y “Global Hydrogen Review 2021” (IEA, 2021c); (2) El escenario de los National Pledges asume que la totalidad de las contribuciones de los países con escenarios de cero emisiones se cumplen en tiempo y forma, incluyendo en sus hojas de ruta al hidrógeno. Este escenario no es consistente con los 1,5°C. (3) Para una somera revisión de las principales características de los electrolizadores ver Anexo 1. (4) “World Energy Transitions Outlook: 1,5°C pathway” (IRENA 2021b). (5) “Hydrogen for Net-Zero. A critical cost-competitive energy vector” (Energy Council, 2021). (6) “New Energy Outlook 2021” (BNEF, 2021). (7) “Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy” (ETC, 2021)

## 4.2 Composición de la demanda de hidrógeno

La demanda global del hidrógeno estará compuesta por sus usos ya conocidos y un número importante de nuevas aplicaciones, las que de un modo simple están identificados en el Gráfico 9. Si bien no es objeto de este estudio analizar todos los posibles usos específicos del hidrógeno, vamos simplemente a describir las áreas de aplicación que traccionarán la demanda prevista en los escenarios analizados previamente.

En la actualidad, la demanda global de hidrógeno es de aproximadamente unas 90 Mt, habiendo tenido un aumento del 50% desde inicios del milenio. Casi la totalidad de la misma proviene de la refinación y de sus usos industriales. Las refinerías demandaron en 2020 cerca de 40 Mt como insumo y reactivos o como fuente de energía. Los 50 Mt restantes se destinaron básicamente como insumo para la industria. De esta última porción, 45 Mt se destinaron a la producción de químicos, básicamente amoníaco y metanol, en tanto los 5 Mt remanentes se consumieron en el proceso de fabricación de acero conocido como DRI (Direct Reduced Iron). Esta distribución se viene mantenido casi sin cambios en los últimos años (IEA, 2021b).

Los usos que se proyectan para los próximos años se expanden enormemente desde 2030 hacia el 2050. De hecho, el uso del hidrógeno como un nuevo vector energético comenzará a tener relevancia durante la próxima década, para entonces comenzar a representar un aporte significativo en la matriz energética. Las acciones inmediatas deberán concentrarse en generar capacidad

industrial como para poder escalar y generar las condiciones regulatorias que faciliten ese proceso. (IEA, 2021b)

Podemos identificar a los siguientes segmentos que serán los que traccionarán la demanda a corto y largo plazo.

### **Refinación:**

El hidrógeno ha sido desde siempre un componente esencial en el proceso de refino. La necesidad de alcanzar un mayor grado de conversión de las fracciones pesadas, junto con el uso de petróleos crudos de peor calidad y, en particular, las mayores exigencias de calidad que deben cumplir los productos obligan al hidrotreamiento y desulfuración de las etapas intermedias de proceso, esto hace que el consumo de hidrógeno en este tipo de uso haya aumentado de manera considerable en los últimos años. Los principales procesos que consumen hidrógeno en una refinería son: hidrodeshulfuración; hidrogenación; hidrocrackeo; hidroconversión de residuos pesados.

Este es el único segmento de la demanda de hidrógeno que decaerá en las próximas décadas consecuentemente con el abandono de los combustibles fósiles. Será una demanda relevante en tanto la refinación de hidrocarburos se sostenga como actividad.<sup>41</sup>

### **Combustibles sintéticos**

Se trata de combustibles “construidos” a partir de hidrógeno de bajas emisiones y dióxido de carbono, cuya estructura es similar a los hidrocarburos y pueden reemplazarlos en sus usos sin necesidad de cambiar equipos o motores. Si bien su principal aplicación sería la movilidad, sus usos potenciales podrían extenderse a otros sectores. En parte, la capacidad de generación de hidrógeno en las refinerías podría tener en este rubro una demanda sustituta para una capacidad que irá quedando ociosa. Estos combustibles podrían aplicarse tanto en movilidad terrestre o aviación, aunque aún están en curso los estudios y pruebas de motores para comprobar su factibilidad. El metano sintético puede ser sustituto en múltiples aplicaciones en las que hoy se utiliza el gas natural.

Un ejemplo de este tipo de nuevos desarrollos es la planta de combustible sintético en Chile, el proyecto Haru Oni, desarrollado por Porsche, Siemens Energy, la compañía chilena HIF y las empresas Enel, ExxonMobil, Gasco y ENAP. Está previsto que a mediados de 2022 ya produzca 130.000 litros de e-fuels o combustible sintético para automóviles. (Ares, 2021)

### **Industria**

Básicamente, se trata de usos tradicionales del hidrógeno que abarcan la industria química y la siderurgia. El rol del hidrógeno de bajas emisiones permitirá descarbonizar este sector particularmente complejo para evitar el uso de insumos fósiles.

---

<sup>41</sup> También cabe señalar que en el escenario *Net Zero* de la IEA existen en el 2050 una porción de utilización de combustibles fósiles que deberán compensar emisiones a través de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

### **Industria Química**

Centralmente, se refiere a la producción de amoníaco y metanol. Con el amoníaco se obtiene una multiplicidad de productos, los más importantes son los fertilizantes. El metanol también se utiliza en diversos procesos, entre otros, fabricación de plásticos o biocombustibles.

### **Industria Siderúrgica**

Se trata de sustituir el hidrógeno gris en la reducción directa del mineral de hierro (DRI) que es la separación del oxígeno del mineral de hierro usando hidrógeno y gas de síntesis. Este método se caracteriza por utilizar un horno de arco eléctrico que utiliza hierro de reducción directa (DRI-EAF, por sus siglas en inglés) y es la alternativa para descarbonizar este sector.

## **Transporte**

En el sector transporte es posiblemente donde mayor penetración del hidrógeno se verá en las próximas décadas, y eso ocurrirá a través de muy diversas tecnologías y aplicaciones. El caso de los combustibles sintéticos o e-fuels ya mencionados tendrán nichos importantes, como es el caso de la obtención de combustibles para la aviación. Los combustibles líquidos sintéticos en base a hidrógeno verde están vistos como la mejor alternativa para descarbonizar actividades en las que resulta muy complejo eliminar los motores a combustión.

El transporte aéreo es un sector en el que se supone prevalecerán los e-fuels, conviviendo con los bio combustibles. Para el transporte marítimo se sabe que serán los combustibles líquidos los que prevalecerán. Allí los e-fuels tienen otro segmento de aplicación. En tanto en el transporte terrestre y ferroviario, los combustibles sintéticos pueden jugar un rol complementario a la electrificación del sector. Alcanzar el objetivo de la neutralidad de emisiones sólo es posible si se proyecta un uso significativo de combustibles sintéticos. (Fritsch, Puls, Schaefer, 2021)

En el universo de la movilidad eléctrica el hidrógeno jugará un importante rol a través de la tecnología de las celdas de combustible o *fuel cell*. Estos dispositivos que permiten realizar un proceso inverso a la electrólisis, convirtiendo hidrógeno en electricidad, tienen gran diversidad y flexibilidad para utilizarse en automóviles, camiones, maquinaria pesada o transporte ferroviario. Por lo general, su utilización se enfoca en demandas de mucha intensidad energética y largos recorridos. Se estima que en el transporte liviano prevalecerán los motores eléctricos alimentados por baterías. Aun así, hay una serie de automotrices que utilizan celdas de combustible para sus modelos eléctricos como es el caso de Toyota, Hyundai y Honda. En el segmento del transporte pesado ya tenemos camiones y locomotoras funcionando en base a celdas de combustible.<sup>42</sup>

El amoníaco (NH<sub>3</sub>) obtenido de hidrógeno de bajas emisiones puede ser utilizado tanto como combustible en sí mismo o como *carrier* energético. Es el combustible que hoy se proyecta como la principal alternativa en la navegación marítima, el uso del amoníaco tiene la ventaja de que es más sencillo de almacenar y transportar que el hidrógeno puro, y puede ser utilizado tanto como combustible para impulsar motores de combustión o como alimentación de una celda de combustible para propulsión eléctrica. Ambas opciones están en pleno desarrollo en la actualidad. (Fraunhofer, 2021)

---

<sup>42</sup> No es el objetivo de este estudio hacer un análisis exhaustivo de las tecnologías. Para algunas referencias básicas de celdas de combustible se puede ver el Anexo 2.

## Edificios

El uso del hidrógeno en edificios y viviendas está asociado a tecnologías para calefaccionar ambientes o agua. Se puede agrupar estas tecnologías en cuatro grupos:

Calderas a hidrógeno: Es un modo práctico de utilizar infraestructura existente basada en gas natural y desplazar metano por hidrógeno. No representa una opción muy atractiva por ser poco eficiente.

Celdas de combustible para cogeneración de calor y electricidad: La mayor parte de estas aplicaciones utilizan como insumo gas natural.

Bomba de calor híbrida: combina una caldera con una bomba de calor eléctrica. La caldera funciona cuando la bomba de calor eléctrica no puede satisfacer temporalmente la demanda. En climas muy fríos puede ser una opción que justifique sus mayores costos de instalación.

En buena medida, los ensayos que se están realizando para adecuar a la red de gas natural para realizar un *blending* con hidrógeno están destinados al uso residencial y comerciales vinculado con calefacción y calor. Dependiendo de las características de la red de gas natural existente es posible un *blending* de hasta un 20% en volumen haciendo uso de la actual infraestructura o con mínimos cambios en la red y en los equipamientos hogareños. Para mezclas mayores al 20% es necesario realizar adaptaciones de las redes para utilizar materiales compatibles con el hidrógeno, lo mismo ocurre con los dispositivos de uso final. (EA, 2020)

## Generación eléctrica

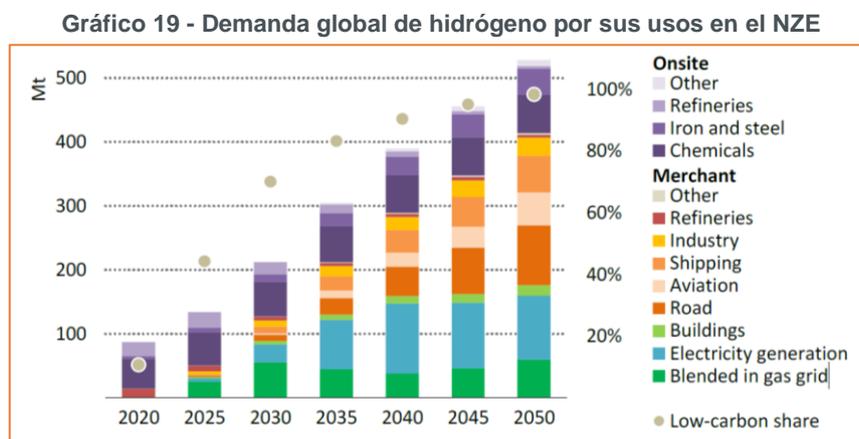
El hidrógeno puede utilizarse en diferentes proporciones en generadores en base a gas para generar electricidad. En estos casos las proporciones pueden alcanzar hasta un 70%, y algunos fabricantes afirman poder utilizar un 100% de hidrógeno próximamente. Un ejemplo local de este modo de producir energía eléctrica es el proyecto Hychico en Chubut, donde se utiliza un generador eléctrico en base a una mezcla de gas natural y un 42% de hidrógeno obtenido en la misma planta. (Innio, 2019)

Las celdas de combustible estacionarias permitirán la generación eléctrica para la red básicamente con el propósito de actuar como balance del sistema, actuando en los picos de la demanda. También existen oportunidades para este tipo de dispositivos para usos en sitios aislados como generación distribuida. Asociados a la generación eléctrica, el amoníaco también será un complemento para transportar y almacenar hidrógeno que será luego utilizado en temporadas de baja generación renovable. (IEA, 2021b)

## 4.3 Características de la demanda global

Existen muy diversas maneras de segmentar y clasificar la demanda, puesto que el ecosistema hidrógeno tiene una multiplicidad de cadenas de suministro en las que algunos insumos intermedios tienen diferentes usos o se pueden aplicar bajo diferentes tecnologías o modalidades de producción. Esto hace que difiera notablemente la clasificación de usos finales en las diferentes estudios y publicaciones.

En este sentido, la clasificación que muestra el Net Zero 2050 es muy útil para diferentes propósitos. Por un lado, hace una segmentación de la demanda bastante detallada y agrega algo muy importante, ya que diferencia la demanda que será abastecida in situ, es decir, producida por el mismo consumidor (*onsite*), de aquella que será abastecida por la vía del mercado del hidrógeno (*merchant*), en la que el productor es diferente de aquel que lo demanda.



Fuente: IEA (2021).

Nota: se incluye al hidrógeno puro como al hidrógeno contenido en amoníaco y en combustibles sintéticos.

Se puede ver que, inicialmente, se irán convirtiendo hacia el hidrógeno de bajas emisiones los actuales usos, y a partir del 2030 comenzará la expansión acelerada al resto de los nuevos usos. Según la IEA, del total consumido en 2050, unas 530 Mt, según la IEA, alrededor del 25%, son producidos en las mismas instalaciones industriales que lo utilizan, como es el caso de las refinerías. El resto es comercializado, o sea es producido por una empresa y utilizado por otra.

Con lo visto hasta ahora es posible sacar algunas conclusiones importantes para lo que seguirá en nuestro estudio.

### Volúmenes de hidrógeno al 2050

Si revisamos la Tabla 6 podemos ver que los escenarios consistentes con los objetivos climáticos oscilan en volúmenes entre 530 Mt (IEA) y 800 Mt (BNEF) de hidrógeno, aunque cuatro de ellos nos dan valores mucho más cercanos al extremo inferior. Podemos decir que el del escenario de IEA (2021) plantea un valor conservador que no se aleja de la mayoría de los demás. Es decir que, **con un criterio conservador, podemos adoptar que la demanda global en 2050 será de alrededor de 600 Mt de hidrógeno.**

En este sentido, el rol esencial e irremplazable que le cabe jugar al hidrógeno asegura que, más allá de los valores de costos que se logren, la tecnología deberá estar disponible para escalar a partir del 2030. Cuánto menores sean los costos de producción del hidrógeno, menores serán los costos de la transición.

## Relevancia relativa global

También en base a la Tabla 6, cuando observamos el aporte energético global y las estimaciones en materia de contribución en las reducciones de emisiones, podemos ver que esos valores oscilan entre un 12% y 22% en relación a la energía global. En materia de reducción de GEI, la amplitud va desde 6,5% a un 20% de las emisiones globales a eliminar.

De estos valores podemos destacar que la contribución del hidrógeno es muy significativa en la demanda final de energía para el 2050, siendo como mínimo del 10%. Lo mismo en términos de contribución en la mitigación. Dicho esto, también cabe señalar que no se trata ni de la fuente energética o tecnología predominante ni mucho menos; no es el hidrógeno el “sustituto del petróleo”, como en algunas expresiones muy difundidas se deja entrever<sup>43</sup>. **El hidrógeno es una tecnología que nos permitirá alcanzar lo que podríamos denominar como “última milla” en el proceso de descarbonización.**

## Demanda de electricidad

En todos los escenarios analizados (excepto el escenario “Grey” BNEF), la demanda eléctrica para producir hidrógeno verde es muy significativa. Este parámetro requiere especial atención, ya que están en el orden de magnitud de la totalidad de la demanda eléctrica global actual.

**Tabla 7 - Demanda eléctrica para hidrógeno verde en diferentes escenarios**

Escenario	Demanda eléctrica 2050
Generación Global actual (2019) <sup>1</sup>	26.900 TWh
IEA (2021)	14.500 TWh
IRENA (2021b)	21.000 TWh
Hydrogen Council (2021)	9.350-15.600 TWh <sup>2</sup>
Green Scenario BNEF (2021)	34.000 – 59.000 TWh
Red Scenario BNEF (2021)	24.000 TWh

(1) fuente OLADE (2) Oscila entre un 15% y un 25% de la totalidad de la generación renovable prevista en el NZE (IEA) para 2050.

Estos datos hacen suponer que, abastecer la totalidad de la demanda de hidrógeno en 2050 (600 Mt) con hidrógeno verde requerirá tanta o más energía eléctrica renovable que la totalidad del consumo global eléctrico actual.

## Hidrógeno comercializable

Según la estimación que hace la IEA, y tal como lo muestra el Gráfico 17, hay un 25% de la demanda de hidrógeno que será autoproducida en el mismo sitio de la demanda, por lo general en refinerías e industrias. Es decir que, un 25% de la demanda no será comercializada. Si suponemos una demanda global de 600 Mt, el mercado del hidrógeno podría ser del orden de 450 Mt. Esta sería la demanda de hidrógeno a ser provista como un nuevo commodity.<sup>44</sup>

<sup>43</sup> Valga como un ejemplo de esto el siguiente titular “La Patagonia está catalogada como la Kuwait del hidrógeno”, del portal de la Universidad Católica de Córdoba del 2/11/21.

<sup>44</sup> Se adopta como cifra aproximada los 600 Mt con el propósito de realizar las estimaciones globales del mercado. Para el Hydrogen Council la estimación de la demanda es de 660 Mt y además señala que será necesario un suministro de 690 Mt debido a las pérdidas en la generación, transporte y almacenamiento.

### Característica de esa demanda global

El hidrógeno tendrá mayoritariamente dos variantes, el verde o el azul. Siendo que el 25% del hidrógeno es consumido *onsite*, es de suponer que esa demanda local se abastecerá de hidrógeno azul y, mayormente, el mercado será para el verde. La posibilidad de comercialización de la variante rosa no aparece en ningún escenario, por considerarse que no lograría precios competitivos<sup>45</sup>.

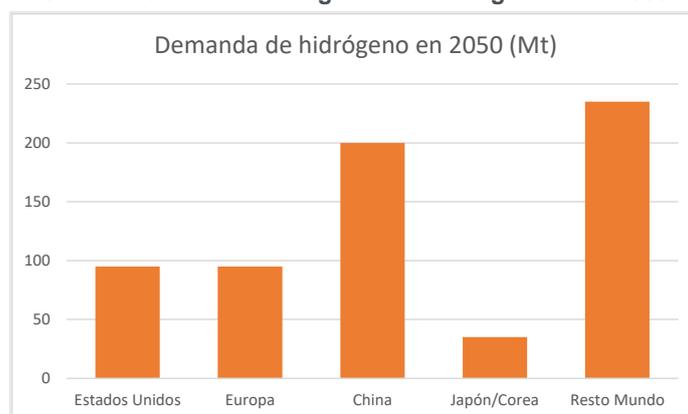
Es decir que, podemos estimar globalmente una demanda de 450Mt de, básicamente, hidrógeno verde. Esta sería la hipótesis de demanda para el comercio global del hidrógeno hacia el año 2050. Cabe aclarar que ese comercio global refiere tanto a las transacciones internacionales como al mercado interno de los países, es decir, referimos a la existencia de productores/vendedores y de compradores de hidrógeno; el consumo *onsite* refiere a aquella demanda de hidrógeno que será satisfecha por plantas integradas de producción y consumo.

### 4.4. Desarrollo regional del hidrógeno

La demanda global que hemos analizado será satisfecha *on site* en un porcentaje que puede rondar entre el 20-25%. El resto deberá ser provisto por productores capaces de poder ofertar un suministro seguro y de muy bajo costo de hidrógeno de bajas emisiones, que deberá ser transportado hacia algunos de los grandes centros de consumo. Estos centros ya se identifican regionalmente, es el caso de China, el resto de Asia, Europa y los Estados Unidos. En lo que refiere al comercio internacional, entre las regiones con mayor capacidad y probabilidad de convertirse en grandes oferentes de hidrogeno de bajas emisiones están Australia, América Latina, África y Medio Oriente.

Haciendo una distribución esquemática de la demanda al año 2050 tendríamos lo siguiente: los Estados Unidos y Europa con 95 Mt; China con 200 Mt; Japón y Corea suman 35 Mt; y el resto de la demanda totaliza algo más de 200 Mt. Estamos hablando de alrededor de 600 Mt que estimamos como demanda global a mediados del siglo. (Hydrogen Council, 2021)

Gráfico 20 - Demanda regional de hidrógeno en el 2050



Fuente: Elaboración propia. En "Resto Mundo" se comprende a regiones como el Sudeste Asiático, Oceanía, Oriente Medio y América Latina.

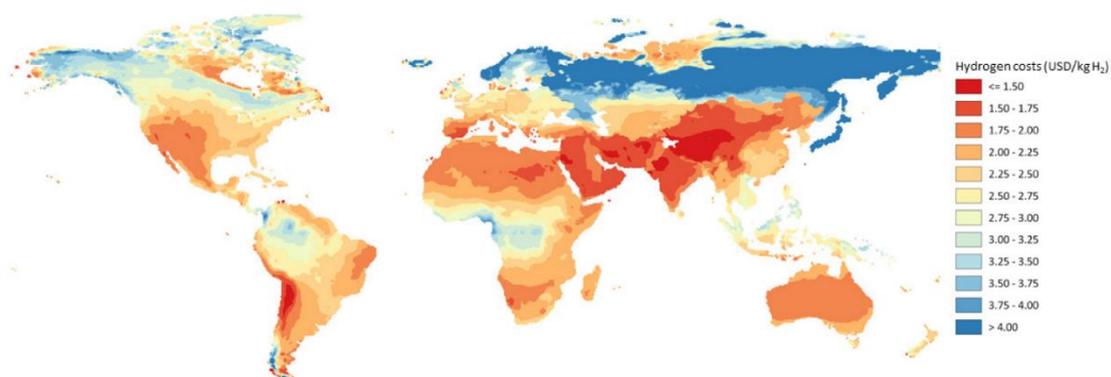
<sup>45</sup> Sólo en el escenario "Red BNEF" existiría la posibilidad de comercializar el hidrógeno rosa, pero no es coincidente con la mayoría de los escenarios energéticos globales. Por esta razón no lo consideramos un hidrógeno de mercado.

En cuanto a la oferta, podemos hacer la siguiente descripción: la variante gris desaparecerá en las etapas iniciales del desarrollo del hidrógeno, decayendo desde esta misma década y su uso será nulo para 2050. En tanto, el hidrógeno azul será básicamente el reemplazo más accesible para aquella demanda local proveniente de refinerías e industrias que usualmente se proveían del gris. El acceso al gas natural ya es accesible para satisfacer la industria del hidrógeno existente; en la medida que las tecnologías de CCS alcancen madurez y competitividad, será bastante usual añadir ese eslabón en la producción local de hidrógeno gris para convertirlo a azul.

Del lado de la oferta de hidrógeno para ser comercializado, lo que se brindará centralmente es el verde, entendiendo que la demanda local es donde se concentrará el hidrógeno azul. Es esta la razón por la cual los potenciales proveedores globales de hidrógeno se concentran mayormente en sitios con grandes recursos renovables.

Dado que la producción del hidrógeno verde requiere de agua y electricidad renovable, su costo de producción depende entre un 55% y 75% del costo de la electricidad que se consume. Esto hace que aquellos países que poseen abundantes recursos renovables para producir energía a bajo costo sean los que se posicionan con mejores condiciones para suministrar un hidrógeno verde competitivo. De allí que hayan tenido mucha difusión los mapas que describen ese recurso y la estimación del costo de producción para cada región.

Gráfico 21 - Costos de producción de hidrógeno a partir de solar/eólica para 2030



IEA. All rights reserved.

Fuente: IEA (2021b).

Para el objetivo de este análisis podemos decir que es bastante realista asumir que la demanda global de hidrógeno de exportación/importación se concentrará en la opción verde. Por lo tanto, de un total aproximado de 450 Mt de hidrógeno verde comercializado anualmente en 2050 una porción de esa cantidad será satisfecha mediante transacciones internacionales y otra por operaciones comerciales domésticas, en el propio mercado consumidor.

## 5. Desarrollo esperado del comercio internacional del hidrógeno

Para el año 2050, el comercio internacional del hidrógeno será el mercado más importante en términos energéticos, permitiendo que algunos países puedan aprovechar sus recursos naturales renovables para convertirse en grandes exportadores. Es de suponer que el comercio global de hidrocarburos, para ese entonces, se habrá reducido a su mínima expresión. Estamos estimando una demanda global en 2050 de 600 Mt de hidrógeno de bajas emisiones, de los cuales 450 Mt serán verde. Para producir 450 Mt de hidrógeno de este tipo se necesitan, aproximadamente, unos 4 TW de capacidad de electrólisis global. Según el Hydrogen Council, se requerirá, entonces, una capacidad instalada de renovables destinada a electrólisis de unos 6,5 TW.

Esta potencia representa más del doble de la capacidad renovable total instalada en la actualidad, 2,8 TW en 2020 según IRENA. Tomando el escenario de la IEA para 2050, la capacidad instalada total renovable debería ser de 26,6 TW, es decir que cerca del 24% de esa capacidad deberá estar destinado a la producción de hidrógeno verde.

Estos números explican que sean países con abundantes recursos naturales los que esperan convertirse en proveedores netos en un mercado global de hidrógeno verde, lo que reconfigurará el mapa de la geopolítica energética, dado que surgirán actores completamente nuevos en el mapa de intercambios globales de la energía.

Habiendo ya dimensionado el orden de magnitud del potencial mercado para el hidrógeno verde a escala global, se debe considerar que este negocio será muy competitivo y con menores márgenes de ganancia de lo que ha sido tradicionalmente la industria petrolera. Esta es una observación importante para tener en cuenta cuando se analizan perspectivas exportadoras en casos como el de nuestro país. Estas nuevas tecnologías no deberían equipararse con el marco de referencia fósil del siglo pasado<sup>46</sup>.

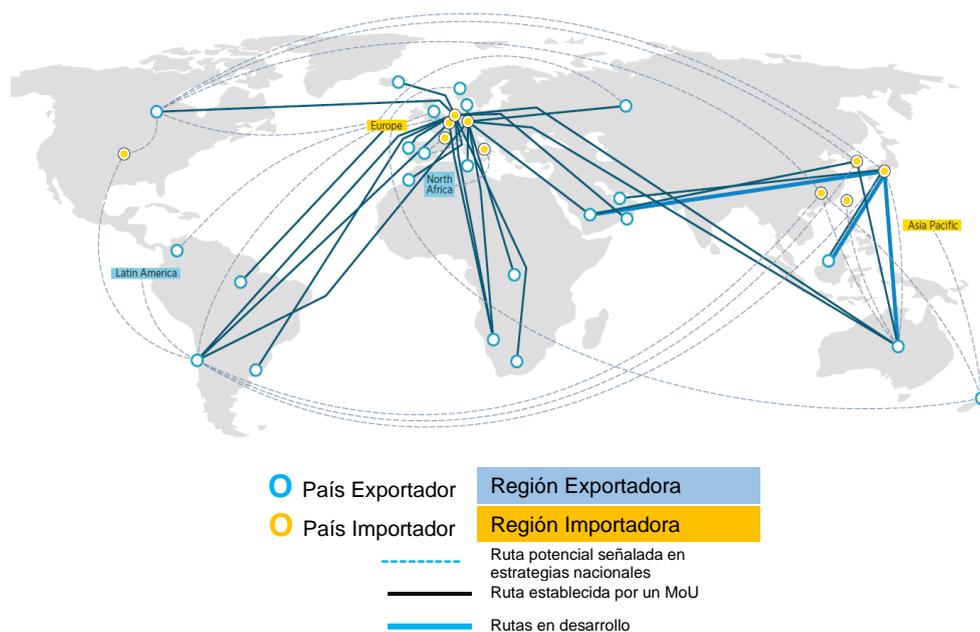
El hidrógeno verde no generará ganancias comparables a lo que sucede en la actualidad con el petróleo o el gas. No se trata de una industria extractiva. Además, el hidrógeno verde puede ser generado de manera competitiva en muchos sitios. Esto limita las posibilidades de capturar grandes rentas. Los intercambios energéticos de todo tipo (electricidad, petróleo, gas, carbón, etc.) totalizan en la actualidad USD 1,5 billones. El 90% corresponde al comercio de combustibles fósiles, en tanto los intercambios energéticos totales, incluyendo el hidrógeno y sus derivados, para 2050, se estiman en USD 1,6 billones, cifra en la que los fósiles aún retendrán alrededor del 20%. (IRENA, 2022)

Este nuevo mapa de relaciones internacionales basadas en el hidrógeno puede verse al relevar la cantidad creciente de acuerdos bilaterales entre países que serán compradores futuros y productores potenciales. Lo primero que se destaca es la aparición de países que no han tenido peso alguno en la economía fósil del siglo XX, y ahora procuran ser jugadores importantes en la economía global del hidrógeno.

---

<sup>46</sup> Es bastante común que aparezcan mediáticamente y en declaraciones de funcionarios públicos expresiones tales como ser la *“Kuwait del litio”* o el *“hidrógeno, el petróleo del siglo XXI”*. Expresiones que erróneamente equiparan a la lógica de la era de los combustibles fósiles con estas nuevas tecnologías.

Gráfico 22 - Rutas de suministro de hidrógeno en desarrollo o bajo acuerdos de entendimiento



Fuente: IRENA (2022)

El surgimiento de esta nueva red de vínculos comerciales en torno al hidrógeno generará una modificación sustancial en la geopolítica de la energía, generando un escenario bastante diferente a lo que hemos conocido durante el siglo XX. En este sentido, las tensiones surgidas a partir de la invasión de Rusia a Ucrania, que está modificando la percepción acerca de la seguridad energética, influirá sin duda en el perfil de la economía global del hidrógeno. Pero su desarrollo reciente no nos permite anticipar todavía cuánto y de qué modo impactará en los futuros mercados de la energía, pero es claro que la seguridad energética es un valor que vuelve a tener centralidad.

Es muy probable que la seguridad energética, es decir, la independencia de suministros fósiles externos se instale como un impulso fuerte en la política de los países o regiones importadoras, como es el caso de Europa. Si esto ocurre, tal como algunos lo prevén, será un impulso más poderoso que el de la propia política climática lo que acelerará el ingreso de las renovables y el hidrógeno. Esto acorta los tiempos y potencia la necesidad de diversificar fuentes de suministro. (Bond; Lovins; Tatarenko; Kortenhorst; Butler-Sloss, 2022)

Por lo pronto, se puede observar la aparición de jugadores que no han tenido mayor relevancia en la economía de los combustibles fósiles que se posicionan con un perfil exportador, y que negocian acuerdos bilaterales para comercializar su hidrógeno. Por otro lado, desde los futuros importadores, se puede observar el liderazgo de Alemania y Japón que comenzaron a desplegar lo que IRENA llama “hydrogen diplomacy”, impulsando vínculos de cooperación con quienes aspiran a convertirse en sus proveedores futuros. (IRENA, 2022)

En este mapa tentativo de potenciales exportadores de hidrógeno (Gráfico 20) podemos ver que los mismos se ubican en regiones como África, Sudamérica, Medio Oriente y Oceanía. En verdad, se trata de una gran cantidad de países que comparten un alto potencial técnico para producir hidrógeno verde. Todos competirán entre sí para poder producirlo al más bajo costo posible y es allí donde aparecerán las diferencias. La capacidad de producir un gran volumen de hidrógeno a bajo costo dependerá de las estrategias nacionales para hacer madurar esta nueva industria, lo

que dependerá de la infraestructura con la que se cuente, el acceso al financiamiento, el costo de capital, el acceso a tecnologías y conocimiento. Muchos de estos factores no tienen relación con las condiciones materiales o de disponibilidad de recursos naturales, sino que dependen de condiciones esencialmente políticas y económicas.

La seguridad energética, como ya lo dijimos anteriormente, comienza a tener un peso relativo mucho mayor que antes del shock generado por el Covid19 y, más aún, por el producido por la invasión a Ucrania. Un mercado global del hidrógeno deberá garantizar seguridad en el suministro y confiabilidad. Estos dos atributos que dependen de la esfera política son clave para los futuros proveedores de hidrógeno. En esta nueva normalidad energética, por ejemplo, los países europeos tenderán a tener como alta prioridad el reducir su dependencia de las importaciones, mitigar la volatilidad de los precios y reforzar la flexibilidad y resiliencia de sus sistemas energéticos. En líneas generales, el hidrógeno verde está en condiciones de poder contribuir con ellos dada su independencia de insumos con costos inestables y la diversidad de fuentes y regiones potencialmente proveedoras.

El hidrógeno azul, en cambio, al estar sometido a la volatilidad del mercado del gas, puede ver reducida sus expectativas en el mediano plazo. Para el caso europeo, es más difícil que se pueda considerar la utilización de un recurso escaso como el gas para producir hidrógeno azul, más aún, con sus altos precios internacionales actuales, a los que hay que sumar los costos del secuestro y almacenamiento del carbono. Algunos análisis preliminares indican que, aun manteniendo sus costos bajos, el consumo de hidrógeno azul será bajo en Europa para el 2030 como consecuencia de la guerra, en tanto el hidrógeno verde podría tener un incremento respecto de los escenarios previos al conflicto. (Alvik, 2022)

El hidrógeno azul parece que dejará de ser económico en un futuro próximo en comparación con el hidrógeno verde, así lo señalan algunos expertos, destacando que el mercado del gas es global y muy volátil. Los precios pueden fluctuar rápidamente debido a cuestiones geopolíticas, perturbaciones meteorológicas, variaciones de la oferta y/o la demanda, etc. La economía de los proyectos de hidrógeno azul está ligada a esta volatilidad. Los costos de producción previstos y publicados hace sólo un año, son hoy bastante más elevados, lo que plantea dudas sobre la continuidad del apoyo político a la tecnología del hidrógeno azul. A diferencia del gas, las energías renovables pueden localizarse más regional o localmente y no dependen de las variaciones de los costos de combustibles e insumos altamente volátiles. (Robertson y Mousavian, 2022)

Desde la perspectiva de la seguridad del suministro aparece también un tema a ser considerado con atención, se trata de la disponibilidad de los recursos minerales que son esenciales para las tecnologías asociadas con el hidrógeno, así como para la industria de las energías renovables. Hoy el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono en 2050 encuentra un potencial cuello de botella en la disponibilidad de ciertos minerales críticos, como tierras raras, litio, cobalto entre otros. La mayor concentración de estos minerales críticos se encuentra, principalmente, en China. Este es un aspecto asociado a la industria del hidrógeno que ha cobrado importancia en esta nueva era de revalorización de la seguridad del suministro. (Hidalgo García, 2021)

Por lo general, se entiende que el comercio del hidrógeno difícilmente permita que se formen carteles para su comercialización, o que pueda ser utilizado como un instrumento de hostilidad comercial. Esto es muy importante dada la actual revalorización de la seguridad en el suministro. Esto se debe básicamente a la diversidad de potenciales productores muy competitivos. Se trata más de una industria manufacturera antes que una industria extractiva. En las primeras etapas del

desarrollo habrá un número reducido de productores, pero esa situación irá cambiando a medida que la demanda se vaya ampliando. (IRENA, 2022)

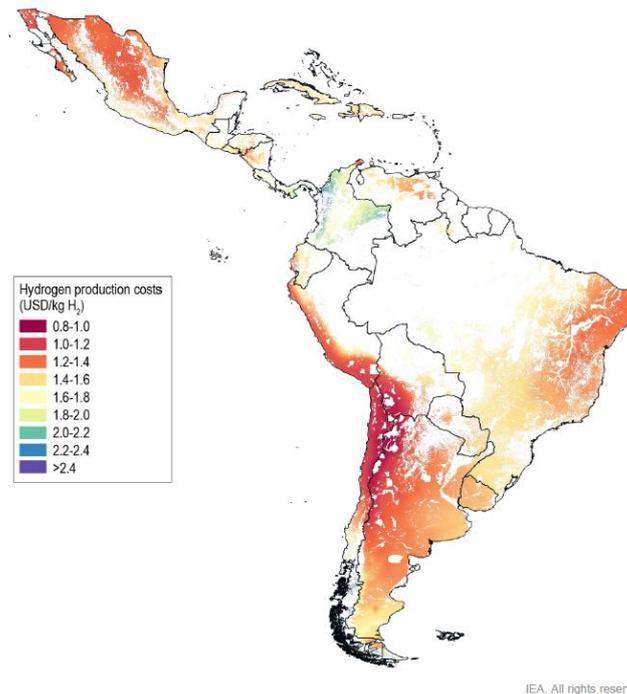
Finalmente, algunas regulaciones y estándares internacionales deberán ir tomando forma para garantizar un comercio transparente y seguro del hidrógeno. La certificación de origen será esencial para hacer transparente y creíble el comercio global y poder medir la contribución en términos de reducción de emisiones de GEI. Para ello serán necesarios estándares claros para medir emisiones y calificar el tipo de hidrógeno que se oferta. Europa ya ha comenzado a implementar en etapa piloto una certificación de origen y trazabilidad para el hidrógeno verde e hidrógeno de baja emisiones. (CertifHy, 2021)

## 6. América Latina en el futuro contexto global del hidrógeno

Como ya hemos señalado, la región de América Latina tiene un amplio potencial para producir energía eléctrica renovable, con diversas regiones con abundantes recursos y, por ende, con un gran potencial para producir grandes volúmenes de hidrógeno verde a precios muy competitivos. Esto ha hecho que ya sean varios los países que comenzaran a desplegar planes de desarrollo y políticas de vinculación con futuros potenciales compradores, para de ese modo ir posicionándose como grandes proveedores en el futuro mercado global del hidrógeno.

Las regiones con mayor potencial podemos verlas señaladas por la IEA (Gráfico 23). En el gráfico se toma como referencia el recurso solar y el recurso eólico *on shore*. Si se incluyera el potencial *off shore* eólico, se ampliarían las áreas de interés, por ejemplo, en las costas de Brasil y Uruguay, dos regiones en donde ya se está evaluando el potencial para generar energía con el objetivo de producir hidrógeno. (IEA, 2021a)

**Gráfico 23. Estimación EIA del costo nivelado de la producción de hidrógeno vía electrólisis en base a eólica y solar, América Latina en 2050**



Fuente: IEA, 2021a. Asumiendo CAPEX de electrolizadores USD 232-341/kW; Solar PV CAPEX USD 325/kW; Eólica on shore CAPEX USD 1200/kW; Electrolizador LHV eficiencia 74%; Electrolizador OPEX 3% del CAPEX; Vida útil del sistema 33 años; tasa de descuento 6%.

El potencial de producción de hidrógeno en América Latina es importante también para su propio proceso de descarbonización. En la actualidad, la industria y el sector de refinerías demanda un poco más de cuatro millones de toneladas anuales, cerca del 5% del total global. Claramente,

esa demanda se concentra en las principales economías de la región, con el agregado de Trinidad y Tobago, que representa cerca del 40% del total regional.<sup>47</sup>

Existe un gran potencial para la incorporación del hidrógeno en la descarbonización de la región, por ejemplo, en industrias como la minería, el transporte pesado a largas distancias, la industria de fertilizantes y demás actividades en donde el hidrógeno puede integrarse. Pero sin duda, donde se pone el acento es en aquellos países que tienen un gran potencial de recursos renovables para producir hidrógeno de bajas emisiones competitivo muy por encima de sus propios consumos.

Un caso que se destaca es Chile, que se ha trazado como objetivo llegar a producir el hidrógeno verde más competitivo para 2030, y así ubicarse en un sitio privilegiado como país exportador para ese momento. De todos modos, son varios los países que comparten una muy alta capacidad para producir hidrógeno con precios competitivos y en grandes volúmenes, como es el caso de Argentina o Brasil, entre otros. Los avances que puedan darse en las tecnologías de CCS pueden ampliar aún más el número de países y los volúmenes de hidrógeno de bajas emisiones disponibles para ser ubicados en un mercado de exportación.

También existen países en la región que son importantes exportadores de bienes que podrán beneficiarse con el hidrógeno de bajas emisiones, como el acero, el amoníaco (NH<sub>3</sub>) o los fertilizantes. El uso de este hidrógeno en la producción de estos bienes de exportación será de enorme importancia, ya que permitirá sostener mercados que comenzarán a penalizar productos por su huella de carbono en los próximos años.

Durante 2021, la Comisión Europea adoptó una propuesta de Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) que le incorporará un precio al carbono a los productos de importación. Este tipo de mecanismos procura evitar el *carbon leakage*, es decir, que las emisiones evitadas localmente no se trasladen fronteras afuera. Se trata de un mecanismo diseñado acorde a las reglas de la Organización Mundial del Comercio (OMC), que entrará en vigor en 2023 en una etapa inicial en la que sólo se requerirá la obligatoriedad de informar para luego, a partir de 2026, comenzar a aplicarse efectivamente sobre un grupo inicial de productos. Los productos ya seleccionados son: acero, cemento, fertilizantes, aluminio y electricidad. (European Union, 2021)

Es decir que, para la región de América Latina, y para nuestro país en particular, el hidrógeno tiene interés tanto como producto de exportación en sí mismo, como insumo industrial para descarbonizar una serie de bienes exportables. En ambos sentidos, la generación de hidrógeno es clave para la inserción futura del país en los mercados futuros bajos en carbono.

## **¿Qué porción del mercado internacional del hidrógeno puede capturar América Latina?**

Para responder a la pregunta de qué porción del mercado global del hidrógeno puede capturar la región debemos partir de que hemos adoptado como premisa que el mercado global será de unas 450 Mt anuales hacia el año 2050. Si observamos el Gráfico 20, puede notarse que las rutas de comercialización que parten de América Latina se vinculan principalmente con el mercado europeo. En ese mapa se trazan las rutas que ya poseen algún tipo de preacuerdo entre los países, pero, sin duda, se dibuja un borrador de lo que se puede consolidar en los próximos años.

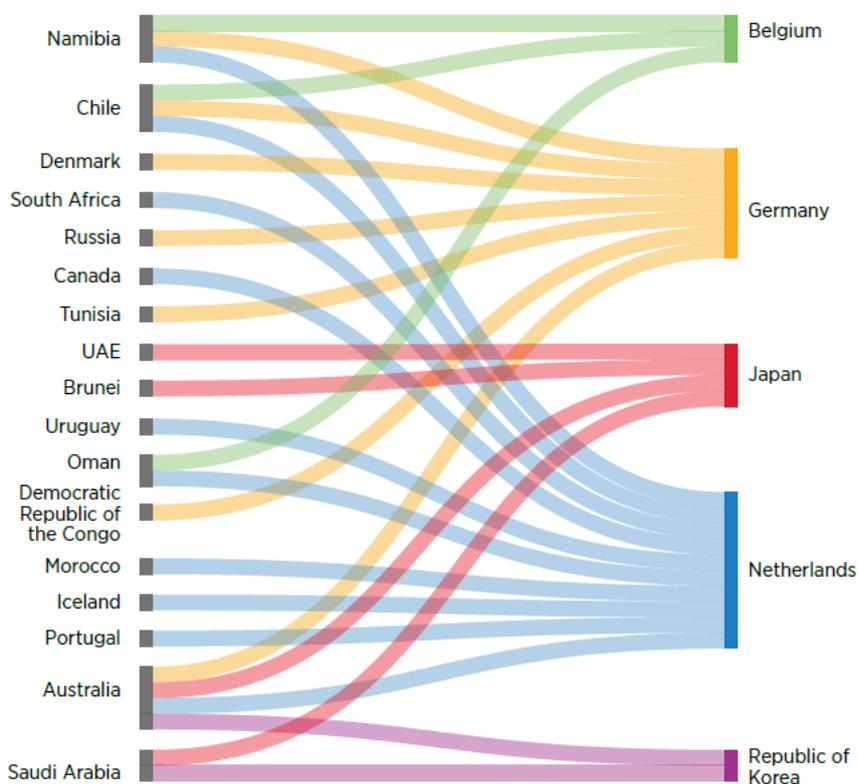
---

<sup>47</sup> Trinidad y Tobago sin ser una potencia industrial regional es un gran exportador de LNG y produce también para exportación grandes cantidades de NH<sub>3</sub> y Metanol (CH<sub>3</sub>OH).

Lo primero que podemos concluir es que la región de América Latina se perfila para ser centralmente proveedor de la demanda europea, ya que la de Japón/Corea se supone que será abastecida por Australia y Medio Oriente. La demanda de China y de los Estados Unidos es muy probable que sea satisfecha localmente. Pueden darse muchas otras alternativas, pero los acuerdos que ya se están desarrollando preanuncian un dibujo de las rutas futuras del mercado global del hidrógeno.

El siguiente cuadro muestra los vínculos ya establecidos entre países y con distintos grados de formalización. Esto permite precisar un poco más las rutas delineadas en la Figura 20.

Gráfico 24 - Algunos de los acuerdos bilaterales y MOUs, en base anuncios hechos hasta noviembre 2021.



Fuente: IRENA (2022). MOU: Memorandum of Understanding.

Este año la Argentina se sumó al grupo de países con acuerdos bilaterales con un memorándum de entendimiento entre el Puerto de Rotterdam (Países Bajos) y la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA), lo que viene a enfatizar la tendencia señalada anteriormente. De este modo, el país se suma a otros que en la región expresan la vocación de afianzar la relación comercial con el puerto que donde se está construyendo un centro de abastecimiento a gran escala, que estima suministrar a Europa con 4,6 millones de toneladas al año para 2030. (Medinilla, 2022)

Estando las expectativas de la región puestas centralmente en la demanda europea, se hace necesario estimar esa demanda, y qué porción de la misma será satisfecha a través de importaciones, recurriendo al mercado internacional. En este punto hay que hacer una consideración especial: todos los pronósticos previos al conflicto armado en Ucrania partían de algunos supuestos

que hoy ya no existen. La seguridad energética ha pasado al primer plano político en Europa y eso hace que la dependencia futura de las importaciones energéticas ya no sea vista como un horizonte deseable o al menos confiable.

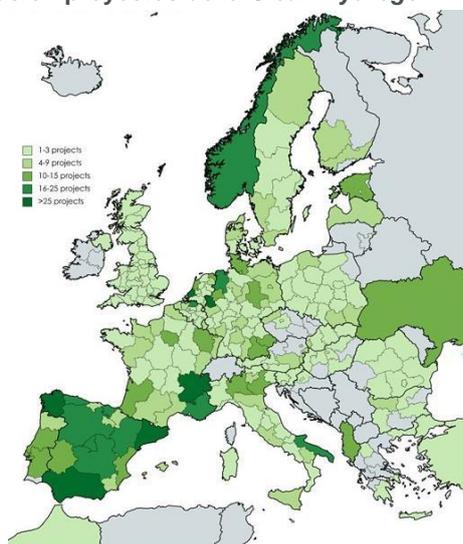
### ¿Cómo se configura la demanda europea de hidrógeno?

Europa ya ha iniciado un proceso muy acelerado de incorporación del hidrógeno de bajas emisiones, centralmente de hidrógeno verde, que se ha visto reforzado a partir de los planes de impulso y recuperación económica post crisis del COVID-19. Originalmente, el objetivo de mediano plazo era desarrollar un plan ambicioso para alcanzar una capacidad de 2x40 GW en electrolizadores para 2030. Esto significa 40 GW en la Unión Europea y otros 40 GW en países vecinos. (European Commission, 2020).

Tomando en cuenta los recursos naturales disponibles, las interconexiones físicas y la proximidad, esos 40 GW de capacidad de producción para ser exportada hacia la Unión Europea se ubican en países del Este (Ucrania y la región denominada Western Balkans<sup>48</sup>) y países del Norte de África. Este plan es previo a la invasión rusa a Ucrania, por lo que es probable que la reconfiguración geopolítica refuerce aún más la vocación europea en afianzar lazos económicos y políticos con Ucrania y demás países de esa región.

La presencia de proyectos y empresas del Este de Europa en la Clean Hydrogen Alliance da una señal definida de que la política de asociar a esa región a la Unión Europea es parte de la actual geopolítica energética.

Gráfico 25 - Ubicación proyectos de la *Clean Hydrogen Alliance*



Fuente: European Clean Hydrogen Alliance (2022)

El carácter estratégico que Europa le otorga al hidrógeno es muy relevante. Por un lado, existe la idea de afianzar un mercado de países vecinos que puedan ser proveedores a bajo costo

<sup>48</sup> La región Western Balkans está conformada por Albania, Bosnia y Herzegovina, North Macedonia, Montenegro, Kosovo y Serbia.

en base a lazos de cooperación tecnológica y; por el otro, la idea de generar un mercado internacional delineado por la Unión Europea. El objetivo es definir prontamente normas de calidad y certificaciones de origen para el hidrógeno y, algo muy importante, para disminuir el riesgo cambiario para los operadores europeos, se busca que las transacciones sean desarrolladas en el marco del euro como moneda de intercambio. (European Commission, 2020)

Esta proyección del mercado europeo es previa al conflicto bélico en Ucrania, con lo que seguramente, esta estrategia se verá fortalecida aún más a partir de la revalorización de la seguridad energética y el objetivo de minimizar la dependencia energética de las importaciones provenientes de regiones no asociadas políticamente.

En mayo de este año, Europa adoptó el plan denominado REpowerEU el que establece nuevas metas y programas de desarrollo del hidrógeno. Este programa surge a partir del conflicto en Ucrania y se suma a los objetivos climáticos y de desarrollo del hidrógeno adoptados durante el 2021 en el marco del Pacto Verde Europeo. El Pacto Verde Europeo contemplaba el doble propósito de responder al desafío climático y a la pronta recuperación de la economía post COVID. En este nuevo paquete se aumenta el esfuerzo para elevar la ambición en materia de renovables, llevar a cero la dependencia de los combustibles fósiles provenientes de Rusia, y apostar fuertemente en los recursos energéticos propios. Es decir, al imperativo climático se le suma la necesidad de maximizar la seguridad energética.

A partir de la decisión adoptada en marzo de 2022 por la Unión Europea de eliminar gradualmente su dependencia de las importaciones de energía rusas, se diseñó el plan REPowerEU. El régimen de sanciones que comenzó a aplicarse por el gas se extendió luego hacia el carbón y el petróleo. Las recientes interrupciones del suministro de gas a Bulgaria y Polonia reafirman aún más la urgencia de llevar adelante el REpowerEU, y ese objetivo se hace explícito cuando las autoridades señalan que se *“trata de reducir rápidamente nuestra dependencia de los combustibles fósiles rusos acelerando la transición hacia una energía limpia y uniendo fuerzas para lograr un sistema energético más resiliente y una verdadera Unión de la Energía”*. (Comisión Europea, 2022)

El Plan REPowerEU se basa en la plena aplicación del paquete de medidas “Objetivo 55” o *Fit for 55*, presentado durante 2021, ya que no modifica la ambición de alcanzar al menos una reducción del 55% de las emisiones netas de GEI de aquí a 2030 respecto del nivel de 1990 y la neutralidad climática de aquí a 2050, tal como indicaba Pacto Verde Europeo. Se estima que este nuevo plan, cuyo foco es la sustitución de importaciones rusas, no tendrá impacto en las metas de reducción de emisiones de la UE a lo largo de la década. Sin embargo, la rápida eliminación de las importaciones de combustibles fósiles procedentes de Rusia afectará a la trayectoria de transición o la manera en que se alcanzarán los objetivos climáticos, en comparación con las hipótesis anteriores. (Comisión Europea, 2022)

El Plan consiste en un aumento considerable de la penetración de las renovables en sus diferentes modalidades para 2030; un aumento presupuestario para los programas de eficiencia y ahorro energético; y un veloz programa de sustitución de fuentes fósiles rusas por nuevos proveedores. En particular, incluyen un poderoso programa de actividades para acelerar el ingreso del hidrógeno para sustituir gas natural, el carbón y el petróleo en la industria (75%) y en el transporte pesado (5%). Es decir que el desarrollo del hidrógeno europeo se acelera respecto de los escenarios hasta ahora conocidos.

El REPowerEU establece un objetivo de 10 millones de toneladas de producción local de hidrógeno renovable y otros 10 millones de toneladas de importaciones para 2030. Este nuevo objetivo supera en casi 15 Mt al previamente establecido en el *Fit for 55*, que era de 5,6 Mt. Es decir que, la demanda europea de hidrógeno se adelanta en varios años. Ahora bien, ello no implica que ésta pueda ser provista por América Latina. Esas 10 Mt a ser importadas provendrán de las regiones vecinas. Para facilitar esa importación de 10 millones de toneladas de hidrógeno verde, la Unión apoyará el desarrollo de tres grandes corredores de importación de hidrógeno: a través del Mediterráneo, de la zona del Mar del Norte y, tan pronto como las condiciones lo permitan, de Ucrania.

Acompañando a la nueva visión para el hidrógeno de la Unión Europea, la Iniciativa European Hydrogen Backbone (EHB)<sup>49</sup> está desarrollando una serie de proyectos de infraestructura para soportar el mercado del hidrógeno necesario acorde a los objetivos del REPowerEU. La EHB ha identificado los cinco corredores principales sobre los cuales se deberá desarrollar la infraestructura pan-europea:

- Corredor A: Norte de África y Sur europeo.
- Corredor B: Sudeste europeo y Norte de África.
- Corredor C: Mar del Norte.
- Corredor D: Regiones nórdicas y Bálticos.
- Corredor E: Este y Sudeste europeo.

Gráfico 26 - Los cinco corredores de suministro de hidrógeno europeo



Fuente: EBH (2022). Estos cinco corredores son consistentes con el plan REPowerEU y sus tres corredores principales, el corredor de importación vía el Mediterráneo (Corredores A y B), vía el Mar del Norte (Corredor C) y vía Ucrania (Corredor E).

En la medida en que los corredores señalados se vayan consolidando, la propuesta del EHB puede ser proyectada para ser en gran medida el soporte para la demanda hacia 2040. Será una

<sup>49</sup> La iniciativa EHB creada en 2020 involucra a 31 operadores europeos de redes de gas cuyas infraestructuras cubren 25 países miembros de la UE más Noruega, el Reino Unido y Suiza.

infraestructura que conectará a 28 países europeos y que, para 2040, su estructura troncal podrá alcanzar una extensión de unos 53.000 km, entre estructura de gas reutilizada (60%) y nuevos ductos dedicados a hidrógeno (40%).

La propuesta de la iniciativa EHB asume que la estructura tendrá una robusta capacidad de comprensión, suficiente como para alcanzar una capacidad de 1.640 TWh de demanda anual en Europa para 2040. Este dato es importante ya que está más actualizado que el estimado por la IEA (2021). Mientras que la demanda hacia 2030 estará focalizada en el sector industrial, para el período 2030 a 2040 ya comenzarán a ser significativos los sectores del transporte y otros usos, tales como el respaldo de las redes eléctricas. En este escenario, el año 2040 es cuando aparecerán por primera vez, las importaciones extra-región europea: la EHB señala específicamente, importaciones desde Namibia, Chile, Australia y el Medio Oriente. (EHB, 2022)

Un paso dado en esta dirección se pudo ver durante la reciente COP27 cuando se firmó un acuerdo estratégico entre Estados Unidos, Alemania y Egipto con el propósito de consolidar el objetivo de neutralidad de emisiones en el país africano y establece un horizonte de cooperación en materia de hidrógeno verde entre ese país y Europa<sup>50</sup>. El acuerdo impulsa el desarrollo del sector renovable para prepararlo para una futura producción a escala de hidrógeno. La Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde de Egipto fue preparada conjuntamente con el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo. Es un ejemplo de acuerdos de cooperación para construir la futura red de suministro hacia Europa. (NWFE, 2022)

También, a finales del 2022, se firmó un acuerdo entre Portugal, España y Francia para desarrollar para 2030 un ducto marino desde la península ibérica hacia Francia y desde allí llegar al resto de Europa. Esa ruta, llamada H2Med, es consistente con el corredor B de la iniciativa EHB (Gráfico 25). Se estima que transportará anualmente hacia Francia 2 millones de m<sup>3</sup> de hidrógeno, alrededor del 10% de la demanda europea<sup>51</sup>. El proyecto se estimó en USD 2.600 millones y cuenta con el apoyo de Unión Europea. (Sullivan, 2022)

Es importante para nuestro análisis dimensionar que recién para el 2040 aparece la región de América Latina, y específicamente Chile, como un proveedor más junto a otras regiones. Es decir, no toda la demanda de ultramar europea será canalizada vía América Latina. Dicho esto, es importante precisar cuál será realmente esa demanda en base a las estimaciones más actualizadas. Recurrimos a datos del EHB publicados en 2021:

Tabla 8 - Estimación de la demanda europea de hidrógeno

Año	TWh	Millones de tn <sup>c</sup>
2050 <sup>a</sup>	2.300	70
2050 <sup>b</sup>	2.150-2.750	69 - 83
2040	1.640	49
2030	666	20

Fuente: EHB (2021). Notar que la demanda a 2050 es un poco menor a la estimada por IEA (2021) que era de 95 Mt. Por ser un estudio específico de Europa adoptamos como valor más ajustado el de EHB. (a): Valor más probable adoptado por el estudio de EHB; (b) Rango analizado por EHB en función de

<sup>50</sup> La estrategia incluye a corto plazo el cierre de unos 5 GW de potencia de generación en base a gas suplantado por renovables; ese gas quedaría liberado para ser exportado a Europa. En el mediano y largo plazo se pasa a la fase del desarrollo del hidrógeno verde.

<sup>51</sup> Recientemente el gobierno alemán anunció su incorporación en el desarrollo del H2med. Se puede realizar un seguimiento de la evolución esperada de la infraestructura europea en el mapa interactivo en este sitio: <https://www.h2inframap.eu/#map>

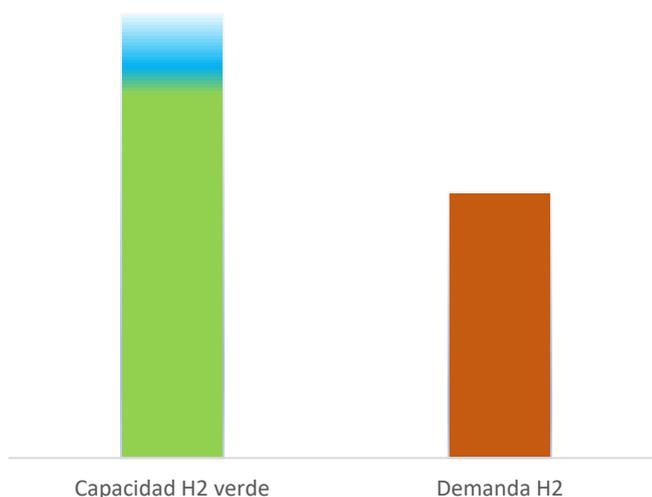
distinto tipo de penetración del hidrógeno en edificios. (c) La conversión utilizada es la propuesta por EHB de  $1 \text{ kg H}_2 = 33.3 \text{ kWh}$  (LHV, Lower Heating Value)<sup>52</sup>

Ahora bien, es muy importante tener en cuenta qué estimación realiza la iniciativa EHB en cuanto al suministro de hidrógeno acorde a la infraestructura que proponen. Allí, la demanda europea de hidrógeno verde y azul puede ser abastecida domésticamente, ya que su capacidad técnica de producción supera ampliamente a la demanda prevista. La capacidad doméstica de suministro potencial de hidrógeno verde en la Unión Europea más el Reino Unido es de 450 TWh para 2030, 2.100 TWh para 2040 y 4.000 TWh en 2050. (EHB, 2021)

Este potencial ya tiene en cuenta la competencia por la demanda de electricidad renovable para consumo directo, la disponibilidad de tierras, consideraciones ambientales y la velocidad de despliegue de la capacidad necesaria. Esto implicará un crecimiento de la capacidad de generación eólica y solar, más allá de la necesaria para el consumo eléctrico, lo que significa una capacidad instalada de 1.900 GW en 2030, 3.200 GW en 2040 y 4.500 GW en 2050. La capacidad instalada necesaria en 2030 es más del doble que la prevista en los actuales planes energéticos.

Esto nos muestra que, en términos potenciales, Europa y sus mercados vecinos podrían técnicamente suministrar toda la demanda europea con hidrógeno verde. Si a eso le sumáramos la capacidad de producir hidrógeno azul, este potencial técnico puede elevarse mucho más.

Gráfico 27 - Comparación de demanda europea y potencial técnico de suministro doméstico.



Fuente: Elaboración propia.

Los estudios de la EBH estiman que casi todos los 4.000 TWh de potencial de producción de hidrógeno verde puede ser producido a menos de 2.0 €/kg, de los cuales 2.500 TWh lograrían estar por debajo de 1.5 €/kg y unos 600 TWh a 1.0 €/kg o menos. Para cubrir la demanda de

<sup>52</sup> LHV o PCI (Poder Calorífico Inferior) Poder calorífico inferior (PCI) es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de 1 kg de combustible sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua de la combustión, ya que no se produce cambio de fase, y se expulsa como vapor.

hidrógeno a 2050, que oscila entre 2.150-2.750 TWh, se requerirá cerca de 2.900-3.800 TWh de electricidad renovable dedicada a los electrolizadores. De todos modos, la producción de semejante cantidad de hidrógeno verde dentro de la Unión Europea + Reino Unido estará sujeta a la aceptación pública lo que no está exento de dificultades para una expansión de instalaciones renovables de tal magnitud y de un modo tan acelerado.

## La capacidad productiva de la región

Como ya vimos en el punto anterior, Europa, el potencial mayor demandante de hidrógeno de la región, está tratando de minimizar su dependencia de importaciones de energéticos por fuera de aquellas regiones que le son cercanas geográfica y políticamente. Por supuesto que también existe una demanda potencial por parte de países asiáticos o de los Estados Unidos. Lo que se debe tener en cuenta es que la demanda del mercado de importación será acotada en relación con la demanda total, y que los potenciales países suministradores de hidrógeno son muchos también, lo que hace al mercado extremadamente competitivo.

América Latina se vislumbra como región exportadora hacia Europa recién para el año 2040, y se suele destacar a Chile como país proveedor como veremos más adelante. Esto es indicativo de que se trata de una demanda que la región deberá capturar en base a alcanzar niveles de competitividad muy altos frente al resto de las regiones con capacidad de producción y exportación de hidrógeno de bajas emisiones. En este contexto, hasta ahora sólo Chile ha dado pasos muy firmes para consolidarse como productor y exportador.

Las expectativas en la región son muy altas, pero ya han aparecido algunas señales que procuran tornarlas más realistas. Mariano Berkenwals, experto en políticas energéticas y coordinador del informe “Hydrogen in Latin America” (IEA), advirtió que *“esta no es la única región del mundo con potencial para producir hidrógeno competitivo y exportarlo. Australia, Medio Oriente y África del Norte son otros lugares también con potencial. Por otro lado, un enfoque volcado únicamente a la exportación haría perder de vista que el hidrógeno también puede tener como destino los mercados domésticos, en la descarbonización de usos energéticos que están fuera del alcance de la electrificación, principalmente en la industria y también en ciertas aplicaciones de transporte”* (Deza, 2021).

La observación anterior parece ser muy relevante, ya que la región debería plantearse el desarrollo del hidrógeno para abastecer su propio mercado como una estrategia de descarbonización doméstica y a modo de aprendizaje, y de allí, escalar de manera progresiva a una industria de exportación, ya que esta última etapa tiene dificultades y una alta dosis de incertidumbre. A veces es tentador establecer un paralelismo entre el rápido y exitoso despliegue de las energías renovables en la región, pero aquí se debe tener en cuenta que el despliegue del hidrógeno es más complejo; mientras que la energía eólica y solar generan electricidad en base a una demanda ya existente, con mercados e infraestructura de redes existentes, el hidrógeno tendrá que desarrollar cadenas de valor completamente nuevas.

En entrevista realizada a Berkenwald (2022) para este trabajo agregó al respecto que “no se trata sólo de la oferta, sino también de la demanda, del desarrollo del mercado y de la infraestructura y el avance tecnológico necesarios para que esto sea una realidad, a diferencia de la energía solar y la eólica, el hidrógeno de bajas emisiones depende de muchas tecnologías que aún no están técnicamente maduras, por lo que creo que es el momento de apostar por la innovación, desde la I+D hasta los proyectos piloto y de demostración”.

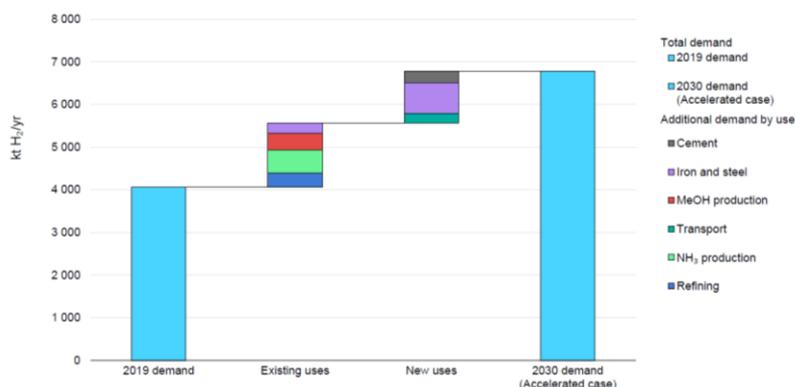
En opinión de este experto, quien ha trabajado particularmente en el análisis del potencial de la región, es importante ir generando las habilidades que serán necesarias para el momento en que estas tecnologías estén listas para alcanzar escala. Es claro que en la fase inicial se requerirá de cierto nivel de apoyo gubernamental para superar las dificultades de inversión. Berkenwald señala que “puede ser mejor centrarse en proyectos más pequeños y estratégicamente elegidos que permitan el desarrollo de ecosistemas locales de hidrógeno y valles de hidrógeno, concentrándose en algunos desafíos específicos como es la descarbonización de la minería de altura en Chile”.

Definir un plan de desarrollo estratégico con esta mirada puede ser un desafío muy importante para países como la Argentina, ya que se necesita alinear políticas públicas con intereses sectoriales, y se requiere alcanzar un consenso sólido entre muchos actores diferentes en el ámbito de la energía, en la industria y con el sector de la ciencia y la tecnología, y se trata siempre un proceso complejo.

Varios países de la región comenzaron a delinear en los últimos años sus planes estratégicos de desarrollo del hidrógeno. Al respecto, Mariano Berkenwald (2022), comentó que resulta auspicioso que eso esté ocurriendo en muchos países de la región, aunque advirtiendo que estos desarrollos no ocurren de la noche a la mañana. En tal sentido puntualizó que “el momento actual es el de preparar el terreno para la ampliación de las tecnologías del hidrógeno a medio y largo plazo, a medida que se vuelven cada vez más competitivas, y esto se hace estableciendo políticas, marcos regulatorios, las normas y los mecanismos de certificación que serán necesarios. Por desgracia, la realidad demuestra que todos estos procesos son más largos de lo que cabría esperar. Hay mucho entusiasmo en torno a los proyectos de producción a gran escala, muchos de ellos dirigidos casi exclusivamente a la exportación de hidrógeno a partir de electricidad renovable. El potencial de la región no debería limitarse al hidrógeno, sino que podría ir más allá y exportar productos derivados de este nuevo y competitivo combustible de baja emisión, como el acero de baja emisión de carbono o los combustibles sintéticos”.

La demanda actual de hidrógeno en la región de América Latina es de unos 4 MtH<sub>2</sub> (2019), y está destinada, básicamente, a producir NH<sub>3</sub>, metanol (CH<sub>3</sub>OH), acero y en refinerías. La totalidad de ese hidrógeno proviene del reformado de gas natural. Según las previsiones exploradas por la IEA, esa demanda será de 6,8 MtH<sub>2</sub> en 2030 en un escenario de aumento acelerado de nuevas aplicaciones del hidrógeno. Las nuevas aplicaciones que se suman son usos en algunos segmentos del transporte, en la industria del acero y el cemento. Esta es una visión optimista, “acelerada” tal como la llama la IEA, suponiendo un ambicioso plan de descarbonización.

Gráfico 28 - Evolución demanda de hidrógeno 2019-2030 en América latina por sectores. Caso “acelerado” analizado por IEA



Fuente: IEA (2021).

Sobre esta demanda parece ser más realista que la región ponga el foco en el corto plazo, para desarrollar capacidad de producción, ganar escala y competitividad y, además, producir una muy importante reducción de emisiones. Esto permitirá afrontar, con más realismo, la potencial demanda de exportación que irá apareciendo en el período 2030-2040.

Para comprender un poco mejor las perspectivas exportadoras de la región, podemos tomar un reciente estudio de la IRENA (2022b), que analiza con datos actualizados qué tan competitivos son los países para producir hidrógeno verde. Este informe explora la evolución de los costos hacia 2030 y para 2050. Una primera consideración que realiza es que el potencial técnico de producción de hidrógeno verde, considerando restricciones en la disponibilidad de tierras, es casi 20 veces la demanda de energía primaria para 2050<sup>53</sup>.

Para la evaluación de los costos de producción de hidrógeno verde, el informe supone que los mismos están principalmente determinados por el costo de la generación de electricidad renovable, el electrolizador y el costo de capital representado por el WACC (Weighted Average Cost of Capital)<sup>54</sup>.

Las perspectivas son bastante esperanzadoras, ya que estima que el hidrógeno verde podría alcanzar un valor de USD 0,65/kgH<sub>2</sub> en las mejores regiones para producirlo, en lo que llama un escenario optimista. Para el caso de un escenario más pesimista, el menor valor que se logra es de USD 1,15/kgH<sub>2</sub> hasta USD 1,25/gH<sub>2</sub>, rango con el que se puede satisfacer la demanda total de 74 EJ por año para el 2050<sup>55</sup>.

En el siguiente gráfico, para el escenario optimista de IRENA, puede visualizarse que resultaría factible producir a valores menores de USD 1,5/kgH<sub>2</sub> casi 9.000 EJ de hidrógeno verde.

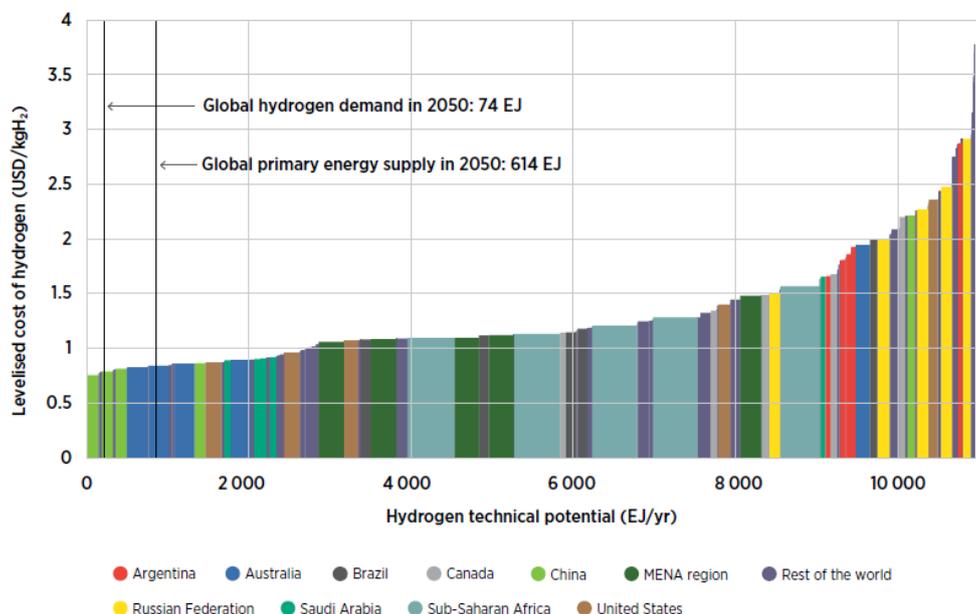
<sup>53</sup> El potencial de producción en cada país o región se basa en la disponibilidad de tierras, dentro de las cuales existen zonas de exclusión como ser áreas protegidas, bosques, humedales, centros urbanos, relieve y la disponibilidad de agua.

<sup>54</sup> El costo promedio ponderado del capital (WACC, por sus siglas en inglés) es una tasa de descuento cuyo objetivo es descontar los flujos de caja futuros cuando se trata de analizar un proyecto de inversión. Representa el nivel de rentabilidad que se exige para un determinado nivel de riesgo, es un factor muy importante en las finanzas empresariales. Las condiciones económicas del país afectan al cálculo del WACC porque en su ecuación se incluye el riesgo país. Ver Anexo 3.

<sup>55</sup> Los 74 EJ de hidrógeno expresados en unidad de energía surgen del escenario de demanda al 2050 elaborado por IRENA, se puede ver en el cuadro de síntesis en la Tabla 6, allí se indica que la demanda de hidrógeno verde para 2050 será de 614 Mt. Equivalencias: 1 EJ = 277,78 TWh; 1 MtH<sub>2</sub> = 33,3 TWh.

Tengamos en cuenta que la demanda global anual prevista para 2050 es de 74 EJ, y la totalidad de la energía primaria prevista es de 614 EJ.

Gráfico 29 - Costo y oferta global de hidrógeno verde para el año 2050 bajo el escenario optimista de IRENA (2022)



Fuente: IRENA 2022b. Notas: MENA = Middle East and North Africa. Se asume en el escenario optimista para 2050 lo siguiente: CAPEX fotovoltaico USD 225/kW a USD 455/kW; eólica USD 700/kW a USD 1.070/kW; eólica offshore USD 1.275/kW a USD 1.745/kW. CAPEX electrolizadores y su eficiencia USD 134/kWe y 87,5% (higher heating value [HHV]). El potencial técnico está calculado teniendo en cuenta la disponibilidad de tierra y diversas zonas de exclusión (áreas protegidas, humedales, etc.)

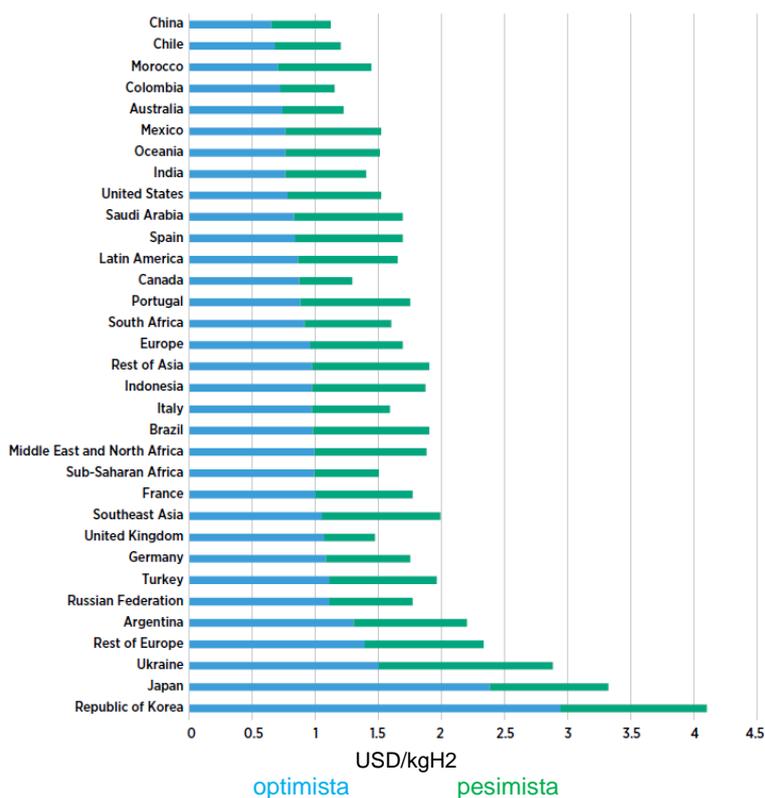
De estos números surgen algunos datos inquietantes para la Argentina: bajo las presunciones asumidas en el estudio puede verse que el suministro de hidrógeno verde global sería ampliamente cubierto por proveedores que logran tener costos de producción mucho más bajos que los del país. Esto se debe fundamentalmente al costo de financiamiento que tiene Argentina, representado por el valor del WACC.

Las principales incertidumbres para un análisis de los costos de producción de hidrógeno residen en la evolución del CAPEX de las energías renovables y la electrólisis y de la del WACC hacia 2050. Es factible suponer un sendero decreciente en los costos de las tecnologías en base a diferentes escenarios, pero la gran incertidumbre para muchos países, como los de América Latina, es cuánto podrán ser capaces de reducir sus elevados WACC en el camino al 2050. Esto es ciertamente más crítico para definir la diferencia de costos entre países que la calidad del recurso renovable.

Es en esta dimensión en la que Argentina corre con enorme desventaja, y eso queda reflejado en los costos que calcula IRENA (Gráfico 27), ya que se asume que el WACC permanece sin modificarse hasta el 2050. Mientras que para la mayoría de los países el valor de WACC oscila entre 4% y 6% para las diferentes tecnologías y escenarios, para la Argentina se ubica en un 13%, una posición que IRENA califica como "outlier" (atípico).

A modo de resumen, el siguiente gráfico nos proporciona un panorama de las dificultades que deberá afrontar la Argentina para hacerse de un lugar en el futuro mercado internacional del hidrógeno. Sus altos costos de capital debido a las condiciones macroeconómicas colocan al país en un lugar poco competitivo, a pesar de las buenas condiciones naturales y de acceso a recursos renovables abundantes.

Gráfico 30 - Rango del costo nivelado del hidrógeno para 2050 por región



Fuente: IRENA 2022b

Cuando se tiene en cuenta el WACC, además de los demás condicionantes técnicos y de disponibilidad de recursos, la performance de la Argentina se reduce de manera muy significativa. Esto se traduce en que, para los análisis más recientes, el país tendría un nulo rol exportador y, debido a sus altos costos de producción, le sería más oportuno importar hidrógeno para su consumo doméstico que producirlo localmente. Esta proyección plantea un panorama poco optimista para la Argentina.

Las potenciales oportunidades para el comercio mundial de hidrógeno, estarán determinadas en parte, por el diferencial de costos a lo largo del tiempo entre la producción local y las importaciones. Esos costos poseen dos factores fundamentales: la forma en que evolucionan a lo largo del tiempo el CAPEX y el costo medio ponderado del capital (WACC). Hoy hay una gran diferencia de estos dos parámetros entre los distintos países. El coste medio ponderado del capital para la energía solar fotovoltaica a gran escala oscila entre menos del 4% en Australia, Alemania y los Países Bajos, y llega a más del 12% en Argentina, Ecuador la República Islámica y Ucrania.

Para su más reciente evaluación de costos, IRENA supone que a lo largo del período que nos lleva al 2050 el CAPEX tiende a igualarse en los diferentes mercados, mientras que el WACC es más probable que mantenga marcadas diferencias regionales. Con este último factor se observa un fenómeno paradójico, ya que los países naturalmente importadores como Alemania, Japón y la República de Corea se encuentran entre los países con el WACC más bajo para las tecnologías renovables. En cambio, algunos de los posibles exportadores como los países del norte de África, Ucrania y algunos países de América Latina (entre ellos Argentina) se encuentran entre los lugares con el WACC más alto. (IRENA, 2022b)

Es así como IRENA explora dos escenarios extremos. Uno donde los perfiles de riesgo y el WACC siguen siendo los mismos que en la actualidad, y otro en el que todos los países tienen el mismo WACC. Si bien el ejercicio nos marca una idea acerca de los extremos, lo realista seguramente se ubicará en algún punto intermedio.

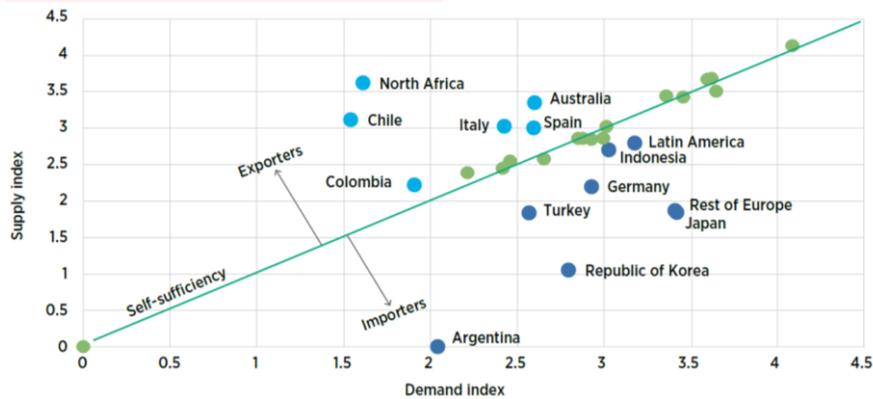
Un modo de visualizar el posicionamiento comercial de los países es comparar su demanda de hidrógeno con producción nacional. Esto puede verse en el gráfico de más abajo, en el que se ubica a los países en tres áreas. En primer lugar, los países que se encuentran cerca de la línea fronteriza serían autosuficientes, ya que tienen suficientes recursos renovables de buena calidad para satisfacer su demanda de hidrógeno con la producción local. Para estos países, la producción es una propuesta viable para satisfacer su propia demanda al menor costo, con una necesidad limitada de comercio internacional, pero con algunas importaciones y exportaciones para algunas regiones. China y los Estados Unidos, los dos mayores consumidores de hidrógeno en 2050, se encuentran en esta zona.

En segundo lugar, los países que se sitúan por encima de la línea de autosuficiencia tienden a convertirse en exportadores. Cuanto más lejos estén de la línea, mayor será su producción en comparación con su demanda. Para estas regiones, la principal propuesta es desarrollar el hidrógeno verde para exportar su excelente potencial renovable, y aprovechar la madurez de sus mercados para atraer inversiones centradas en la producción y exportación de hidrógeno verde. Aquí se ubican Australia, Chile, países de África del Norte y España que exportan cantidades muy por encima de su demanda interna

En tercer lugar, el área bajo la línea de autosuficiencia representa a los importadores: regiones donde los recursos nacionales tienen un costo superior al del hidrógeno importado o no hay suficiente potencial renovable para satisfacer la demanda nacional. Cuanto más lejos estén los países de la línea, mayor será la diferencia entre la producción y la demanda nacionales. Para Argentina, Turquía y Ucrania el WACC es relativamente alto (8-12,5% en 2050). Dado que el hidrógeno verde es intensivo en capital, un WACC más alto se traduce en un alto costo de producción nacional y hace que estas regiones sean importadoras.

Para el caso de América Latina, sólo aparecen Chile y Colombia como productores de bajo costo (bajo WACC). Se destaca en este estudio la posición de Argentina, cuyos costos la conducirían a no producir hidrógeno para su autoconsumo y ser un importador del 100% de su demanda.

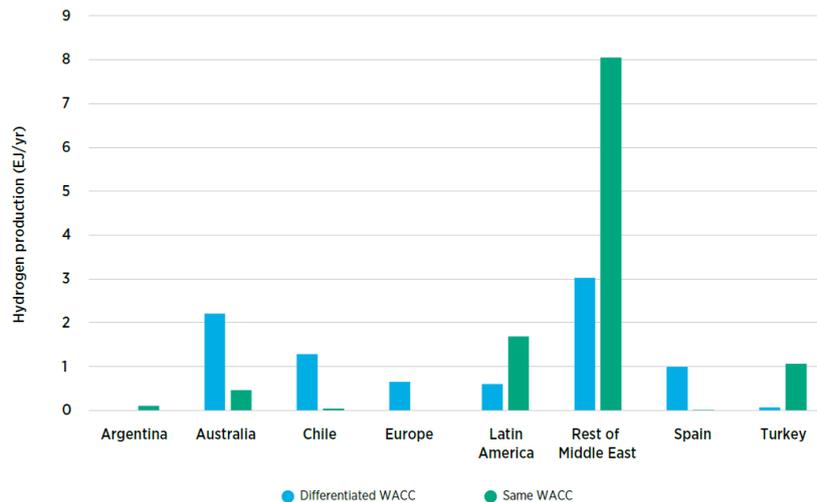
Gráfico 31 - Volúmenes de producción y demanda de hidrógeno para diferentes regiones en 2050



Nota: El **Supply Index** es Log10 de la producción en PJ/año y el **Demand Index** es el Log10 de la demanda de H2 y NH3 en PJ/año. Los países en puntos verdes son autosuficientes. Exportadores en puntos celestes y en azules los importadores. Fuente: IRENA 2022b

Ahora, cuando se supone una mejor equalización del WACC entre las regiones, algunos países importadores comienzan a tener mejores perspectivas para su autoabastecimiento e incluso alcanzar capacidad para exportar. Esta dinámica hace que en un escenario de países con similar WACC para 2050 el volumen de hidrógeno comercializado internacionalmente caiga de 18,4 EJ/año a 15,5 EJ/año. En el siguiente gráfico podemos ver el caso de Argentina, que pasa a ser un país productor y, por ejemplo, el caso opuesto de Chile que decae notablemente en una economía global más competitiva.

Gráfico 32 - Efecto del WACC en la producción de hidrógeno para algunos países o regiones seleccionadas



Fuente: IRENA 2022b

En ambos escenarios extremos para 2050, uno con el WACC diferenciado y otro con WACC similar entre los países, la producción anual en la región de América Latina ronda los 2 EJ para 2050, unas 17 MtH2/año. Esta producción deberá satisfacer la demanda de la región y generar un saldo exportable.

Podemos ver, entonces, que la porción del mercado global del hidrógeno que puede ser capturada por la región de América Latina es pequeña, puesto que otras regiones se encuentran tanto o mejor posicionadas en términos de competitividad. No se trata de una porción poco significativa, sólo que es necesario destacar que son muchas las regiones que competirán por ofrecer un suministro en un mercado extremadamente competitivo. Además, lo sucedido con la guerra en Ucrania está fortaleciendo la idea de compatibilizar la transición con la seguridad, y ambos atributos le darán forma a una nueva geopolítica energética, en ese nuevo contexto se inserta el mercado global del hidrógeno.

## 7. Condiciones necesarias para el desarrollo del hidrógeno: Chile, Uruguay y Argentina.

Por lo que se ha descrito en el capítulo previo, se hace necesario que la Argentina genere en los próximos años condiciones favorables para el desarrollo del hidrógeno a escala industrial. Para lograr que ese desarrollo sea competitivo a nivel internacional no basta con contar con buenos recursos naturales. Por un lado, deberemos mejorar mucho la performance macroeconómica del país, ya que resulta este factor determinante para los costos de producción de hidrógeno, pero también es necesario cultivar vínculos político-económicos sólidos con las regiones potencialmente importadoras, ya que la seguridad en el suministro resulta ser hoy una cualidad de extremo valor.

Las expectativas que debe tener el país son, de mínima, autoabastecerse de hidrógeno y procurar tener excedentes exportables competitivos. La demanda doméstica en la actualidad ronda los 0,4 MtH2/año, que ascenderá para el 2030 a 0,5 MtH2/año según datos del Ministerio de Desarrollo Productivo. La proyección que realizó el Ministerio en 2021 para el año 2050 estimaba en 13 MtH2/año de producción de hidrógeno bajo en carbono, el 3% de la demanda mundial. Esa escala de producción para 2050 es extremadamente optimista ya que, por un lado, no guarda relación con las reales expectativas que hoy genera la Argentina y, por otro lado, no se tenía en cuenta en ese momento un mercado que hoy promete ser bastante más cerrado de lo que originalmente se pensó. (Bnamericas, 2021)

Tomando las aspiraciones señaladas desde el ámbito gubernamental, desde el Ministerio se indicó que las previsiones “conservadoras” indican que Argentina puede satisfacer entre el 2,5% y el 5% del mercado global del hidrógeno. Dada las consideraciones que ya hemos hecho en los capítulos previos, resulta evidente que se trata de un escenario optimista antes que conservador<sup>56</sup>. Vamos a tomar como un cálculo más realista que Argentina aspire a capturar el 2,5% del total del mercado global de hidrógeno, adoptando para éste un valor intermedio entre 18,4 EJ/año y 15,5 EJ/año, resulta ser entonces 0,42 EJ/año, equivalente a 3,6 MtH2/año. (Espina, 2021)

**Tabla 9. Producción estimada de hidrógeno en Argentina (MtH2/año)**

	2020	2030	2050
<b>Demanda local</b>	0,4	0,5	2,7 <sup>(1)</sup>
<b>Exportación</b>	0,0	0,0	3,6 <sup>(2)</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>6,3</b>

(1) Suponiendo que el mercado interno tiene una evolución similar al mercado global, creciendo los usos tradicionales y las nuevas aplicaciones.

(2) El estimado optimista del mercado de exportación que podría capturar Argentina.

*Fuente: elaboración propia en base a literatura publicada y citada previamente.*

Bajo esta hipótesis y suponiendo que el valor es de USD 1.000 la tonelada, las exportaciones de hidrógeno de bajas emisiones serán de alrededor de USD 3.600 millones anuales

<sup>56</sup> Decimos “optimista” porque supone que todas las barreras políticas, económicas e institucionales son superadas satisfactoriamente. Claro que esa estimación puede verse ampliada, pero eso estará en relación a los costos de producción que se alcancen como para capturar porciones más amplias del mercado.

para el año 2050. Esta presunción es bastante menor de la asumida por otros. Por ejemplo, el Consejo Económico Social estimó las exportaciones en 15.000 millones anuales para 2050. Claro que el valor de las exportaciones puede ascender si asumimos que parte de ellas se pueden realizar a través de insumos con valor agregado (fertilizantes, NH<sub>3</sub>, CH<sub>3</sub>OH, etc.) (CES, 2021)

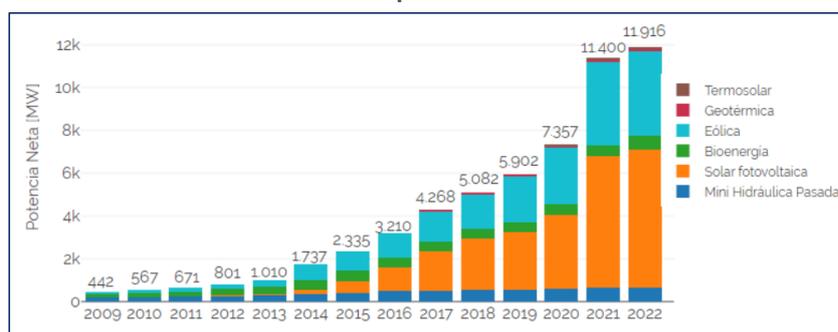
Tenemos ahora, entonces, una presunción bastante realista de lo que podría aspirar a cubrir de la demanda global nuestro país. Pero vale entonces comenzar a indicar cuáles son los pasos o condiciones que se deberán cumplir para estar en condiciones de cumplir esa meta o superarla con una mayor capacidad exportadora. Es bueno repasar el caso de dos países vecinos que ya han iniciado este proceso y han logrado un buen posicionamiento y reconocimiento a nivel internacional: Chile y Uruguay.

## La Hoja de Ruta de Chile

El interés de Chile en el hidrógeno se ha dado de la mano de la consolidación de la política climática de ese país. Una primera consideración es que Chile ha sido muy activo y favorable a las inversiones en energías renovables en los últimos años, llegando a ser considerado como uno de los mercados más dinámicos para la energía solar. Las renovables pasaron de suministrar alrededor del 5% de la energía eléctrica en 2012 a rondar el 35% en la actualidad. Eso se ha logrado en base a una sostenida política orientada a generar condiciones favorables y estables para las inversiones en energías limpias. (ACERA, 2022)

Como se puede apreciar en el Gráfico 31, el crecimiento de las renovables en Chile ha sido constante desde 2009 hasta la actualidad. Si se tienen en cuenta los proyectos que hoy están en desarrollo, se duplicará la actual potencia instalada. Esto se refleja, por ejemplo, en que dentro del Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI)<sup>57</sup> Chile haya permanecido ocupando un lugar destacado en este ranking a lo largo de todo este período. En 2016 llegó a ocupar la posición 8 y actualmente ha bajado a la 16, la más baja en todos estos años, permaneciendo mayormente en torno al puesto 11. (EY, 2022)

Gráfico 33 - Evolución de la potencia instalada en ERNC Chile



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

Nota: ERNC (Energía Renovables No Convencionales). Fuente: ACERA, 2022

<sup>57</sup> El *Renewable Energy Country Attractiveness Index* (RECAI) se publica desde el año 2003 y muestra el ranking de los mejores 40 países por su atractivo para las inversiones en energía renovables. El ranking surge del análisis de mercado que realiza la consultora EY (Ernst & Young).

Este desarrollo constante en el tiempo se refleja también en el sobre cumplimiento de las metas establecidas por las leyes nacionales<sup>58</sup>. Durante 2022, la generación renovable reconocida para el cumplimiento de la Ley ERNC ha correspondido a un 30,6% del total de la generación eléctrica. Para dicho periodo, la obligación exigida por la Ley ERNC corresponde al 10,9% del total de la generación eléctrica. (ACERA, 2022)

Se publicó recientemente un informe de la agencia BloombergNEF (Climatescope 2022) que califica a 136 mercados en base a su atractivo para inversiones en energía limpias. Acorde a la metodología empleada en ese ranking, del conjunto de las 29 economías en desarrollo analizadas, Chile se ubica en primer lugar. Desde 2018 que Chile ocupa el primero o el segundo lugar en esta calificación entre los países en vías de desarrollo. (Maías et al, 2022)

En 2021, el gobierno chileno presentó un nuevo Plan Energético Nacional (PEN), que contiene 66 metas energéticas para diferentes áreas del sector<sup>59</sup>. Se establecen metas más ambiciosas para las renovables, para el abandono del carbón y para el impulso del hidrógeno, entre otras. Esta hoja de ruta del desarrollo del sector de la energía se presentó luego de un proceso de elaboración de dos años en coordinación con el sector privado y academia. Contempla medidas para 2030, 2040 y 2050, entre las que destacan: que las energías renovables aporten el 80% al 2030 en generación eléctrica y el 100% al 2050. (Ministerio de Energía, 2021)

Esta actualización del PEN incorpora la electromovilidad, el retiro de las plantas de carbón y diversas estrategias que conforman los pilares para alcanzar la carbono neutralidad al 2050, y que no estaba considerada en el documento anterior dando cuenta de los rápidos avances que se dan en el sector energético. El objetivo de neutralidad de carbono se plasmó en otra ley que resulta crucial para el desarrollo energético de Chile, la Ley de Cambio Climático<sup>60</sup>, que pasa en limpio y otorga rango vinculante a las metas que Chile presentó ante la CMNUCC, tanto su NDC como en su objetivo de largo plazo.

Cuando Chile lanza su iniciativa de desarrollo de hidrógeno verde, lo hace con muy buenos antecedentes en el despliegue de renovables y con una política climática robusta. La actuación internacional de Chile en las negociaciones climáticas cobró relevancia en los últimos años. En 2019 Chile debía ser el país anfitrión de la COP25, reflejando así su creciente rol protagónico en este terreno, pero las violentas protestas sociales que ocurrieron en el país obligaron a suspender la conferencia. La COP25 se realizó en la ciudad de Madrid, aunque manteniendo la presidencia de Chile.<sup>61</sup>

Con relación al hidrógeno, el PEN contine algunas metas que trazan una idea del plan: 70% combustibles cero emisiones (como el hidrógeno verde) en los usos energéticos finales no eléctricos al 2050 (15% al 2035); exportaciones de hidrógeno verde y derivados al 2030. Estas propuestas están sustentadas en el en el proceso desarrollado en 2020 para construir la Hoja de Ruta del Hidrogeno, que se presentaría en noviembre de ese año. En ese trabajo se indica que *“el H2 verde*

---

<sup>58</sup> Las metas originalmente están establecidas por la Ley Nacional 20.257 (2008) y 20.698 (2013).

<sup>59</sup> La primera versión se presentó en el 2015.

<sup>60</sup> Ley Nacional 21.455 (2022).

<sup>61</sup> El acuerdo de hospedaje original para la COP 25 con Chile se canceló el 30 de octubre de 2019. En ese momento, la secretaria ejecutiva de la CMNUCC Patricia Espinosa anunció que el Gobierno de Chile había informado a la Secretaría de la CMNUCC el 30 de octubre de su decisión de no albergar la COP 25, dado la situación difícil que atravesaba el país. Chile mantuvo la presidencia de la cumbre y estuvo a cargo de su organización en Madrid. De hecho, el nombre oficial del evento fue actualizado para englobar el país organizador y la nueva ciudad sede.

producido en el Desierto de Atacama y en la Región de Magallanes tendría el costo nivelado de producción más bajo del mundo al 2030". (Ministerio de Energía, 2020)

La Hoja de Ruta del Hidrógeno plantea no sólo una vocación exportadora, sino también un desarrollo de la demanda doméstica, procurando acelerar así el ingreso en el mercado del hidrógeno ganando competitividad internacional. Chile selecciona 6 aplicaciones prioritarias en las que se trabaja para anticipar el despliegue del hidrógeno en la construcción de un mercado local. Se destaca, entre ellas, la utilización en camiones mineros y en camiones pesados de ruta.

En el documento también se explicita la necesidad de desplegar una diplomacia del hidrógeno verde para posicionar internacionalmente a Chile como proveedor global. En este sentido, se señala que se utilizará una amplia red de acuerdos comerciales de Chile, su participación en plataformas internacionales y sus relaciones diplomáticas con 171 Estados, para movilizar recursos humanos y materiales que aceleren el desarrollo del hidrógeno verde en el país. Cuando se observa el posicionamiento de Chile globalmente en este terreno es bien claro que los ejes de acción están llevándose a la práctica.

Gráfico 34 – Metas principales de la Hoja de Ruta H2 Chile



Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Ministerio de Energía (2020)

El desarrollo de la estrategia chilena contempla tres oleadas de proyectos y prioridades:

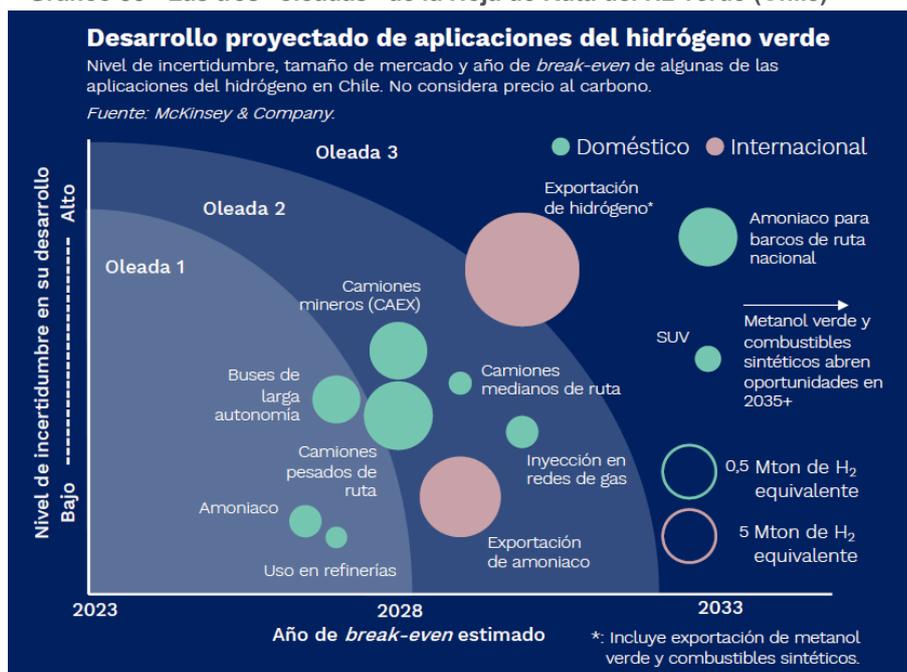
**Primera oleada:** se priorizan los consumos domésticos de gran escala con demanda establecida. Las oportunidades de más corto plazo son el reemplazo de amoniaco importado por producción local y el reemplazo del hidrógeno gris utilizado en las refinerías del país. Luego, el uso en transporte de pasajeros y carga pesada de larga distancia.

**Segunda oleada:** para la segunda mitad de esta década se desarrollarán más usos de transporte y el inicio de la exportación. Una producción del hidrógeno más competitiva desplazará a combustibles líquidos en el transporte terrestre en nuevas aplicaciones, como en la minería, y a

combustibles gaseosos en redes de distribución<sup>62</sup>. En paralelo, se abre una clara oportunidad de exportación de hidrógeno y sus derivados a mercados internacionales.

**Tercera oleada:** En el largo plazo, se abrirán nuevos mercados de exportación para escalar. Los sectores del transporte marítimo y aéreo podrán ser descarbonizados mediante combustibles derivados del hidrógeno tanto en rutas locales como internacionales. Además, a medida que otros países se descarbonicen, crecerán los mercados de exportación.

Gráfico 35 - Las tres “oleadas” de la Hoja de Ruta del H2 verde (Chile)



Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde. Ministerio de Energía (2020)

El plan de acción también contempla una ronda de financiamiento para apalancar proyectos de hidrógeno verde por USD 50 millones. El objetivo es asistir a proyectos tempranos y competitivos de producción y uso cuya implementación permita reducir los costos y tender a una producción a menos de 1,5 USD/kgH<sub>2</sub> en 2030, mediante ese apoyo financiero para cerrar brechas de costo. De este modo se acelerará el crecimiento de la industria y la formación del mercado doméstico. Este financiamiento brindará apoyo a empresas y consorcios nacionales e internacionales para invertir en proyectos escalables y replicables de hidrógeno verde en Chile.

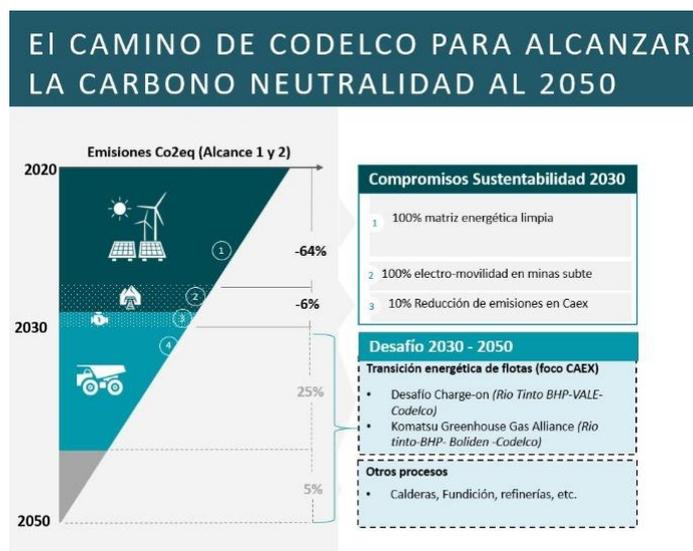
En la elaboración de esta hoja de ruta de Chile contó con el apoyo de la consultora McKinsey & Company para el análisis de oportunidades y mercado. También tuvo un apoyo fundamental del Comité Solar e Innovación Energética de CORFO<sup>63</sup> en la discusión y elaboración de la estrategia nacional. Otro soporte institucional importante con el que contó el gobierno chileno fue el apoyo del Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética de la agencia alemana GIZ. En dicho

<sup>62</sup> Recientemente se acaba de anunciar el proyecto de utilización de una primera locomotora a hidrógeno por la empresa FCAB, que opera una línea de más de 700 kilómetros para la industria minera del norte de Chile y que estará operativa en 2024.

<sup>63</sup> CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) es la agencia del Gobierno de Chile, organismo de ámbito multisectorial, encargado del fomento de la producción nacional y promotora del crecimiento económico regional.

proceso cooperaron tanto servicios públicos, como empresas, asociaciones civiles y profesionales que realizaron sus aportes y comentarios.

La publicación en 2020 de la estrategia nacional de Chile fue determinante para instalar en toda la región la discusión de la agenda del hidrógeno verde. A nivel doméstico, se han acelerado diversos proyectos, donde podemos destacar el objetivo asumido por Codelco, la mayor productora mundial de cobre, que anunció en 2020 planes para reducir sus emisiones en un 70% para 2030, con foco en la electrificación y el hidrógeno. Posteriormente, en 2021, anunció la meta de neutralidad de emisiones en 2050. (Codelco, 2021)



Fuente: Codelco, 2021

Recientemente se pudo observar una nueva muestra de la continuidad de la política en climática y en materia de hidrógeno en Chile durante la COP27 (Sharm El-Sheikh, Egipto) cuando el ministro de energía presentó el Plan de Acción 2023-2030 diciendo que “mantendremos todos los objetivos que se plantearon en la estrategia nacional de hidrógeno verde presentada en el Gobierno anterior”<sup>64</sup>. El Plan presentado en Egipto ajusta en mayor detalle las acciones englobadas en la estrategia de las tres oleadas que ya hemos descrito. (Taborelli, 2022)

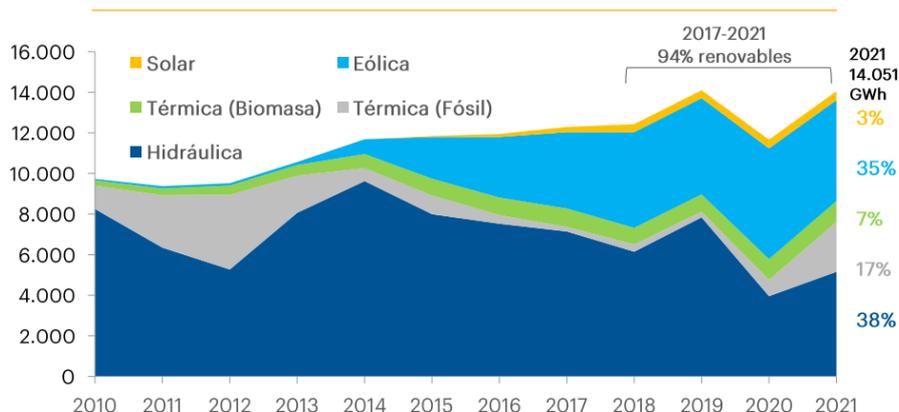
## La Hoja de Ruta de Uruguay

Uruguay es una economía bastante más pequeña que la de Chile o Argentina y eso resulta a priori en una mayor dificultad para posicionarse internacionalmente en un área de desarrollo industrial. Sin embargo, su rápido despliegue de las energías renovables, que le ha cambiado radicalmente su matriz eléctrica, sumado a su sólida estabilidad económica le ha permitido a Uruguay generar expectativas en el rubro del hidrógeno. Su vocación de convertirse en productor de hidrógeno verde ha hecho que aparezca tempranamente en la consideración internacional como un potencial jugador en esta industria. Su aparición en el Gráfico 22 con un potencial vínculo

<sup>64</sup> El ministro de energía, Diego Pardow, pertenece al Gobierno nacional presidido por Gabriel Boric quien asumió el 11 de marzo de 2022.

comercial con Europa nos indica que la vocación de este país es tomada muy seriamente por los organismos internacionales.

Gráfico 36 – Matriz de generación eléctrica en Uruguay (GWh)



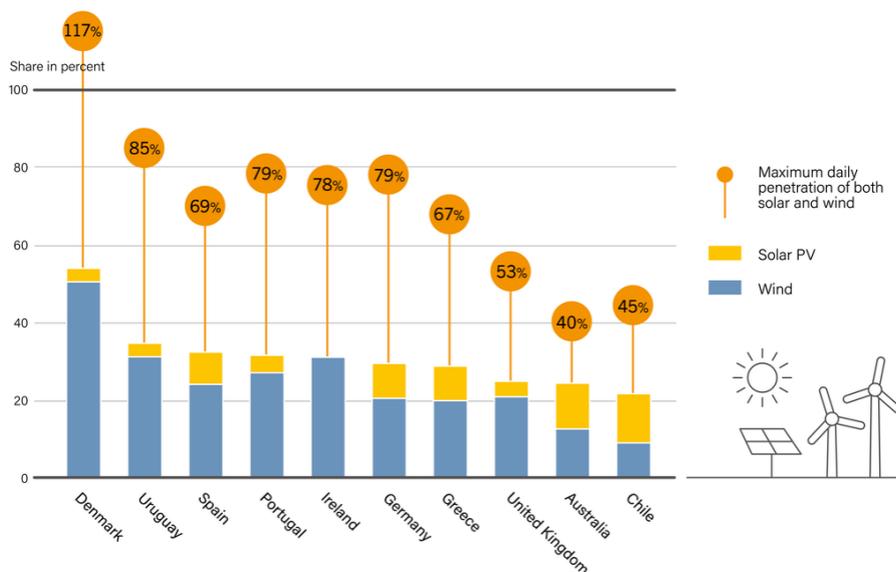
Fuente: UruguayXXI

A partir del año 2007 se produce una ampliación notable de la infraestructura eléctrica y se lanza un programa de desarrollo renovable que transformó radicalmente su matriz de generación. Entre 2017-2021 el 94% de la electricidad generada es de origen renovable (incluyendo hidroelectricidad). Si se excluye la componente hidráulica, en el 2021 las nuevas renovables o las ERNC representaron el 45%, una penetración que se destaca a nivel internacional. En particular, el aporte de la energía eólica ubica a Uruguay como un líder a nivel mundial junto con Dinamarca, Irlanda y Portugal. (UruguayXXI, 2022)

La inversión en energía renovable superó los US\$ 8.000 millones en la última década y esa dinámica continúa en la actualidad. La primera etapa de la transformación de la matriz energética se sustentó en un modelo de colaboración público-privada, en la que el sector público tuvo un rol de coordinador del sistema y administrador del esquema de subastas, generando certezas a los inversores nacionales e internacionales. Lo que ha logrado Uruguay en renovables se basa en una política sostenida para reemplazar sus importaciones de combustibles fósiles, en una sólida política climática y en la mejora de su seguridad energética.

De manera similar a lo sucedido en Chile, el desarrollo de las renovables fue consistente con una política climática que se despliega en diversos otros sectores, tales como la movilidad eléctrica y también focalizando en el hidrógeno como una oportunidad para ampliar su oferta exportadora en el marco de la transición energética. Uruguay se ubica en el top 10 del ranking mundial de penetración de renovables. Por ejemplo, se ubicó en el segundo lugar por participación de eólica y solar durante 2021, luego de Dinamarca. Esto ha permitido al país ubicarse en la agenda global de la transición energética. (REN21, 2022)

Gráfico 37 – Primeros 10 países con mayor penetración de eólica + solar durante 2021



Nota: países muy pequeños con baja generación eléctrica o mucha importación no son considerados en este top ten.

Fuente: "Renewables 2022 Global Status Report" (REN21, 2022)

Uruguay comenzó a trabajar en el desarrollo del hidrógeno verde en el año 2018, a partir de la formación de un grupo interinstitucional inicial compuesto por el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) y las empresas públicas de energía ANCAP y UTE<sup>65</sup>. En esa primera etapa se entendió al desarrollo del hidrógeno verde como un paso natural para Uruguay, luego de haber culminado la descarbonización de la matriz eléctrica.

En 2020 se inició un proceso de consultas y estudios con el objetivo de trazar una hoja de ruta para el desarrollo del hidrógeno verde, el grupo interinstitucional de hidrógeno se amplió y se incorporaron otros ministerios e instituciones del Estado, entre otras, la Agencia Uruguay XXI. Este proceso concluyó, al menos en una primera explicitación de una Hoja de Ruta, en junio de 2022, que surgió del trabajo de un grupo interinstitucional más amplio, coordinado por el MIEM con el apoyo del BID (Banco Interamericano de Desarrollo). (MIEM, 2022)

Desde el inicio del proceso, los actores se enfocaron en las oportunidades que se generarían a mediano y largo plazo en la descarbonización del sector energético (transporte carretero pesado, marítimo y aéreo; industria, etc.) y de las materias primas, además del potencial exportador del hidrógeno como vector energético. El foco principal estuvo inicialmente puesto en el análisis de la producción de hidrógeno verde a partir de energías renovables y su uso en el transporte pesado y de larga distancia, dando origen a lo que se llamó el Proyecto Verne.

En su etapa más reciente, el proceso incluyó una serie de mesas de intercambio con actores directamente involucrados en la industria, tanto del sector público como del privado y la academia. Se contó para este proceso de consultas con la consultora internacional Mc-Kinsey & Company para

<sup>65</sup> ANCAP es una empresa integrada de energía de propiedad estatal, líder en el mercado uruguayo de combustibles y lubricantes, de cementos pórtland y en el desarrollo de los biocombustibles; La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es una empresa pública del Sector Energía que desarrolla las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

la realización de reportes técnicos que dieran soporte a la Hoja de Ruta, la misma consultora que participó en el proceso de Chile.

El trabajo realizado le permite a Uruguay estar proyectando para 2030 llegar a costos de producción entre 1,2-1,4 USD/kgH<sub>2</sub>, y para 2040 la producción de hidrógeno podría acercarse a un millón de toneladas por año. Esto requerirá una instalación de 20 GW en energías renovables y 10 GW en electrolizadores. Acorde a la Hoja de Ruta presentada, en una primera fase se impulsará la exportación de combustibles sintéticos y fertilizantes verdes, que permitirán traccionar el mercado doméstico apuntando al transporte pesado de larga distancia. Luego, se señala que será necesario generar incentivos, normativas y un despliegue de infraestructura que generen las condiciones para una siguiente fase en la que sea posible exportar hidrógeno y amoníaco (NH<sub>3</sub>) verde.

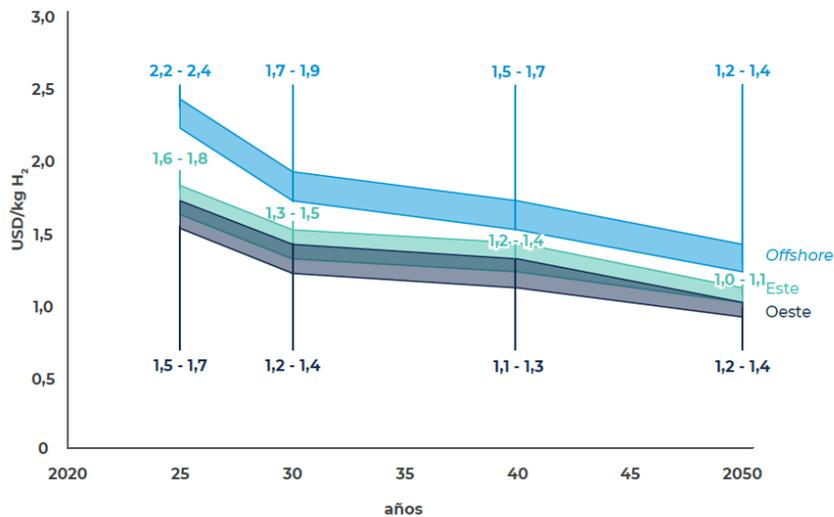
El hidrógeno verde y sus derivados representaría ingresos por exportación de USD 2.100 millones anuales a 2040, impulsada por los mercados de combustibles sintéticos e hidrógeno, así como por el uso de hidrógeno para la descarbonización profunda de su economía (en los sectores transporte, pulpa y papel, transporte marítimo y agricultura).

Durante este proceso se trabajó también con el puerto de Róterdam, Países Bajos, en la realización de estudios preliminares que permitieron vislumbrar el potencial que tenía el Uruguay para ser un país productor y exportador de hidrógeno verde y derivados hacia Europa.

Es importante destacar que todo este desarrollo se enmarca en el proceso más amplio de descarbonización del Uruguay. La llamada "Segunda Etapa de la Transición Energética en Uruguay" incluye entre otros desafíos la descarbonización del resto del sector energético (transporte e industria), así como de las materias primas de uso industrial, el desarrollo de una economía del hidrógeno, el mantenimiento de la alta participación de energías renovables en la matriz eléctrica y un uso más eficiente del sistema eléctrico.

Los costos decrecientes de la generación renovable le permitirían a Uruguay alcanzar para 2040 costos de hasta 11 USD/MWh para el aprovechamiento solar fotovoltaica, 15 USD/MWh para el eólico y 21 USD/MWh para el eólico offshore. Así se establecen 3 áreas de aprovechamiento combinado eólico-solar, con sus consiguientes costos de transporte a puertos: zona Oeste; zona Este y off-shore.

Gráfico 38 - Curva de costo de producción para hidrógeno por región en Uruguay, USD/kgH<sub>2</sub>



Fuente: McKinsey & Company, 2021. Estimaciones para caso de 250 toneladas de producción diaria mínima de hidrógeno incluyendo energía y electrólisis. Almacenamiento, transporte o transmisión añaden 0,3 a 0,5 USD/KgH<sub>2</sub>.

El desarrollo del hidrógeno en Uruguay presenta inicialmente un muy buen potencial en el mercado doméstico para descarbonizar el transporte terrestre y marítimo, así como para sustituir importaciones mediante la producción de fertilizantes verdes. Esta aparece como las primeras metas a cubrir en las fases temprana de la Hoja de Ruta.

También se hacen consideraciones muy pertinentes a los condicionantes para estimar el tamaño de la oportunidad de exportaciones de hidrógeno verde y productos derivados hacia los mercados europeos y de los Estados Unidos. Esto básicamente dependerá de su competitividad relativa frente a países y regiones como Medio Oriente, Brasil, Chile y el norte de África.

La competitividad puede variar según productos y destinos. Para el caso del producto hidrógeno, Uruguay presenta costos en destino (Estados Unidos y Europa), en línea con sus principales competidores. Sin embargo, la competitividad de la exportación a Europa se vería afectada (al igual que para todos los restantes países que integran el grupo de exportadores netos), de implementarse una interconexión física vía gasoducto desde el norte de África, lo que permitiría el arribo de hidrógeno desde los países de esa región.<sup>66</sup>

Las estimaciones de la oportunidad de exportación son de aproximadamente USD 1.300 millones al año 2040 y de USD 95 millones al año 2030. La Hoja de Ruta o Estrategia hidrógenoU se desarrolla a través de tres fases consecutivas:

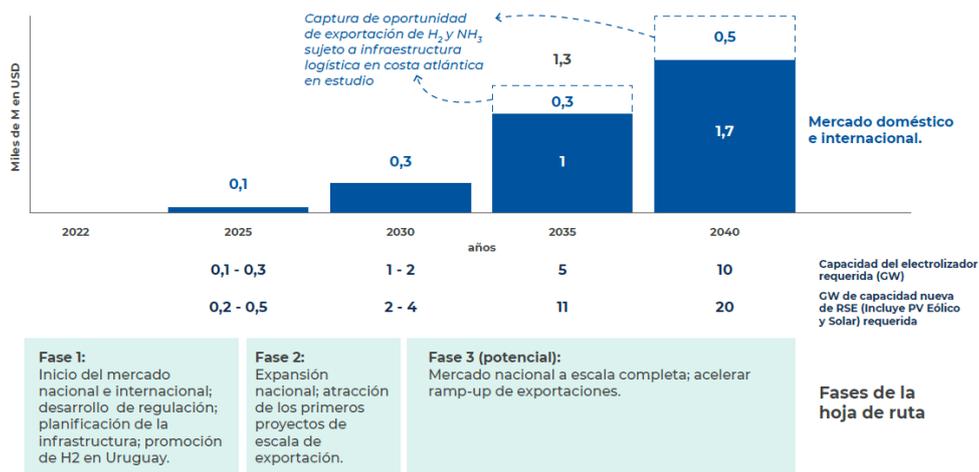
**Fase 1 (2022-2024):** El objetivo central es impulsar el desarrollo del mercado doméstico y sentar las bases para los primeros proyectos de exportación. Desarrollar regulación; desarrollar primeros proyectos piloto; atraer los primeros proyectos a escala de exportación. ~50 MW de capacidad de producción hidrógeno para pequeña escala y 100-300 MW en desarrollo.

<sup>66</sup> Tal como ya se señaló al describir las nuevas consideraciones sobre seguridad energética que hoy son determinantes en la Europa post conflicto bélico en Ucrania.

**Fase 2 (2025-2029):** Tendrá como objetivo escalar el mercado doméstico (demanda y proyectos), así como tener en operación a los primeros proyectos para exportación (como el e-metanol). 1-2 GW de capacidad de producción de hidrógeno.

**Fase 3 (+2030):** Cumplimiento de la ambición al año 2040. Mercado nacional a gran escala; crecimiento acelerado de exportaciones. ~10 GW de capacidad de producción de hidrógeno y derivados.

**Gráfico 39 - Metas y proyecciones del mercado uruguayo de hidrógeno y derivados: 2025-2040.**



Fuente: McKinsey & Company (2021) / Hoja de ruta del hidrógeno verde en Uruguay (2022)

## El punto de partida de Argentina

Argentina no posee aún una hoja de ruta o una estrategia nacional para el desarrollo del hidrógeno. Para pensar en cómo estructurar una estrategia de ese tipo se debe observar cuáles son los elementos esenciales que debería contener, y para ello bien vale tomar como ejemplo los dos casos descritos anteriormente y ver cuáles son sus pilares o fortalezas. Además, debemos tomar nota de las falencias que hoy presenta el país como receptor de inversiones de largo plazo, algo que hemos verificado observando el lugar que ocupa Argentina con relación a los escenarios futuros del mercado de hidrógeno.

## Energías renovables

Para empezar, hemos visto que para el desarrollo de una industria del hidrógeno verde resulta importante la performance y antecedentes del país en relación a la descarbonización de su matriz energética y la robustez de su desarrollo de las renovables. Esto resulta importante ya que manifiesta un compromiso concreto en relación con la transición energética, y también en cuanto a las condiciones del mercado energético. Recordemos que el desarrollo del mercado doméstico del hidrógeno es casi un paso obligado en las dos hojas de ruta que hemos descrito.

El desarrollo de las renovables en nuestro país es bajo y discontinuo. Las legislaciones de impulso y promoción surgieron oportunamente y tempranamente, sin embargo, su aplicación ha sido muy difícil. En la segunda mitad de los años 90, con el incipiente desarrollo eólico local, impulsado

centralmente por cooperativas eléctricas, se aprobó un primer régimen de promoción de la energía eólica (Ley Nacional 25.019). Acompañando el impulso inicial que la eólica estaba tomando a escala global, este primer paso de Argentina generó una enorme expectativa, dado su enorme potencial en materia de disponibilidad del recurso. Sin embargo, ese paso se vería frustrado por el veto a la ley por parte del entonces presidente de la Nación, Dr. Carlos Menem. El impulso político logrado era tan importante que, a las pocas semanas, ambas cámaras legislativas (diputados y senadores) rechazan el veto presidencial, lográndose así la plena vigencia de la reciente norma. (Carbajal, 1998)

Esta primera discontinuidad en la política renovable sumó inmediatamente una nueva dificultad, la excesiva demora en su puesta en vigencia, ya que fue reglamentada recién a finales de 1999. Las demoras que siguieron para su implementación hicieron que se llegue al 2001, momento en que la ley logra plena vigencia, en un contexto en que la economía nacional estaba en una fuerte recesión que desembocaría luego en una crisis económica y política de enormes proporciones.

La crisis económica 2001/2002 significó un freno absoluto a todo desarrollo renovable. Recién en el año 2003 comenzará un debate legislativo con la idea de tener un nuevo régimen, que abarque a toda la gama de renovables y adecue el régimen al nuevo contexto. Así se comienza a evaluar la adopción de una meta de desarrollo del 7% de contribución de las renovables para 2013, es decir, en 10 años. En el año 2004 el Gobierno nacional, a través de la Secretaría de Energía, presenta por primera vez la meta del 8% en la Conference for Renewable Energies (Bonn, 1-4 de junio de 2004), sin embargo, esa meta se explicita sin fijar en qué horizonte de tiempo se cumplirá. Resulta claro que esa medida se adoptó sin demasiado compromiso. (REN21, 2004)

El proceso legislativo se extendió por un par de años más y en 2006 se aprueba la nueva norma, la Ley Nacional 26.190, que actualizaba el régimen anterior, expandiendo el menú tecnológico al cual se extendían los beneficios de la ley previa; se creaba un fondo propio y se establecía la meta del 8% de incorporación de renovables en 10 años. Por la demora en el trámite parlamentario, el objetivo pasa del año 2013 inicial al 2016. El pequeño avance que representó esta nueva ley queda opacado por la demora en su reglamentación, que ocurre recién en 2009. (Infoleg, 2009)

La reglamentación de la Ley 26.190 se realizó en 2009 debido a que ese año se lanzaría el denominado GENREN, un mecanismo de licitaciones por 1.000 MW. Las expectativas se reactivaron por varias razones, centralmente, porque el mecanismo de licitaciones ya estaba siendo muy exitoso en toda la región, y porque se suponía que las licitaciones podían servir para superar las poco atractivas condiciones de inversión del país. Sin embargo, no se logró revertir un clima de negocios poco atractivo y los precios ofertados, terminaron siendo de aproximadamente el doble de los que se pagaba en los países vecinos. (Villalonga, 2013)

En síntesis, el GENREN licitó 1.000 MW, recibió ofertas por 1.437 MW y terminó adjudicando 895 MW. No obstante, lo que efectivamente se concretó fue menos del 15% de lo adjudicado y se sucedieron diversas irregularidades en el proceso licitatorio. Algunos de esos contratos aparecerían luego en la llamada "causa de los cuadernos" y, todos los funcionarios de los cuales dependía el GENREN han estado procesados en esa causa, habiendo estado el propio director de Energías Renovables detenido en el mismo proceso judicial. (Alfie, 2018)

A partir del año 2009, frente al estancamiento en materia de renovables, comienzan a surgir algunas iniciativas desde la sociedad civil en reclamo por un programa que ponga el acento en la

necesidad de comenzar a desplegar a gran escala las renovables en el marco de un plan climático. Una de ellas fue la presentación del escenario “revolución energética” por parte de la organización no gubernamental Greenpeace en cuyo lanzamiento participaron algunos miembros del Grupo de los Ex secretarios de Energía de la Nación. La agrupación de ex secretarios<sup>67</sup> provenientes de diferentes sectores políticos comenzó a funcionar por esos años como un grupo de expertos para alertar sobre las inconsistencias del plan energético en marcha. (Salta21, 2009)

En 2011 surge otra iniciativa que intentó dinamizar el debate energético, la Plataforma Escenarios Energéticos, una idea innovadora generada desde la sociedad civil cuyo objetivo fue generar una herramienta de construcción de escenarios que sirva como sustento para el debate en torno a la política energética. Uno de los grandes puntos en cuestión en el desarrollo del primer ejercicio Escenarios Energéticos 2030 era si era factible el cumplimiento de la meta del 8% al 2016. (Fernández, 2012)

La presentación del informe de la Alianza por las Energías Renovables (AERA) que arrancó en 2010 y produjo, entre otros insumos, el informe “¿Por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016?” (2013) contribuyó a un debate parlamentario que había comenzado a gestarse en el Senado de la Nación con la idea de modificar nuevamente la ley de renovables y establecer nuevos instrumentos de promoción y nuevas metas.

En esta modificación de la ley aparecerá la obligación de compra de renovables para los grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) acorde a una escala progresiva porcentual. Hay una reforma y ampliación del régimen de promoción y se establece una serie de nuevas metas, pospone la meta del 8% para fines de 2017 y crea la meta del 20% para el 2025. Este proceso culmina a finales de 2015 con la aprobación de la Ley Nacional 27.191. (Mercado Eléctrico, 2015)

En 2016 el nuevo gobierno de Mauricio Macri le otorga una nueva dinámica a la política de desarrollo de las renovables. Se reglamenta y se pone en vigor rápidamente la reciente Ley 27.191 y durante ese año comienza a desarrollarse el denominado Programa RenovAr, que consistiría en una serie de rondas de licitación que se realizaron entre 2016 y 2018, y en las que adjudicarían unos 147 PPAs (Power Purchase Agreement).

En buena medida, el éxito del RenovAr se debió a una ingeniería institucional que generó condiciones favorables y creíbles para los contratos, logrando contrarrestar los riesgos permanentes de la economía argentina. Algunos aspectos básicos a tener en cuenta respecto de estos PPAs: (i) el plazo es de 20 años; (ii) el precio por MWh se encuentra definido en dólares estadounidenses (aunque los pagos se realizan en pesos según el “Tipo de Cambio de Referencia Comunicación ‘A’ 3500 (Mayorista)” publicado por el BCRA); (iii) el comprador de la energía eléctrica generada es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y, en consecuencia, los PPAs se rigen por el derecho privado; (iv.) incluyen un arbitraje de conformidad con el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI); y (v) cuentan con el respaldo del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER) creado por el Decreto N° 531/2016 y, en algunos casos, de una garantía emitida por el Banco Mundial. (Santamaría, 2019)

---

<sup>67</sup> El Grupo de Ex secretarios de Energía se estableció como un colectivo de referencia en materia de energía y reúne a ex funcionarios durante los gobiernos de Raúl Alfonsín, Carlos Menem, Eduardo Duhalde, y Fernando De la Rúa.

El Programa RenovAr obtuvo resultados mucho más favorables que todas las anteriores experiencias, la potencia total adjudicada fue de 4.466,5 MW a un precio promedio ponderado de 54,72 USD/MWh, un valor mucho más bajo que el que se había pagado en las rondas del GENREN. Como complemento a las subastas para adjudicar contratos con CAMMESA, se habilitó también los contratos entre privados bajo la modalidad conocida como MATER (Mercado a Término de Energías Renovables), que también tuvo una importante sumatoria de proyectos. En la actualidad existen unos 2.200 contratos MATER que totalizan unos 900 MW de potencia<sup>68</sup>. (CAMMESA, 2022)

El avance del programa RenovAr tuvo un freno promediando el año 2018 producto del agravamiento de la crisis económica financiera del país. El contexto macroeconómico se complicó, el gobierno introdujo restricciones cambiarias, y el acceso a los mercados financieros comenzó a ser de enorme dificultad lo que hizo imposible continuar realizando licitaciones. También eso complicó a muchos proyectos ya adjudicados y que aún no habían completado su financiamiento. El país debe recurrir, como otras veces en su historia reciente, al Fondo Monetario Internacional para equilibrar sus cuentas ante la falta de financiamiento. (Orgaz, 2019)

Durante el año 2019, las elecciones presidenciales significaron un freno en toda nueva inversión en renovables y un alto grado de incertidumbre acerca del futuro. Por un lado, la crisis económica y la ausencia de claridad en esta materia por parte de las nuevas autoridades de la coalición ganadora, el Frente de Todos; y, por otro lado, el gobierno entrante llegaba con una mirada crítica a lo hecho por el gobierno de Cambiemos, al mismo tiempo que comenzaron a sucederse denuncias sobre presuntas irregularidades en las licitaciones realizadas dentro del programa RenovAr. (Clarín, 2018)

Ese freno en la actividad renovable se mantuvo a lo largo de los últimos años, en parte debido a la continua situación crítica macroeconómica del país, también por las restricciones en la infraestructura de transmisión eléctrica y a una ausencia de definiciones en relación a objetivos y planes de crecimiento del sector renovable. Hasta el momento ha habido pocos nuevos proyectos y una caída de la actividad que afecta a sectores que habían comenzado a ser proveedores de la industria renovable, como es la fabricación de torres eólicas. (Río Negro, 2021)

La situación actual es que no existe un plan nacional de expansión de la energía renovables, hay una fuerte restricción en materia de líneas de transmisión<sup>69</sup>, la que a su vez también limita al Mater, mercado entre privados. El Mater subsiste en la medida en que algunos proyectos pendientes del RenovAr desisten de sus contratos y van liberando capacidad de trasmisión de las redes de transporte eléctrico. El Mater es el que hoy tracciona al mercado, junto con la finalización de los proyectos rezagados del RenovAr. (Ojeda, 2022)

Este recorrido por la evolución del mercado y las decisiones políticas en torno a esta industria es representativo de las discontinuidades que caracterizan a la Argentina, hecho que se destaca como muy diferente de lo ocurrido en paralelo en Chile y Uruguay. El incumplimiento sistemático de las metas establecidas por ley es un antecedente muy malo para el país. Como consecuencia de todos esto, en Chile y Uruguay no sólo existe un sector renovable más robusto, sino que logran costos de generación de energía mucho más bajos que los que se alcanzan aquí.

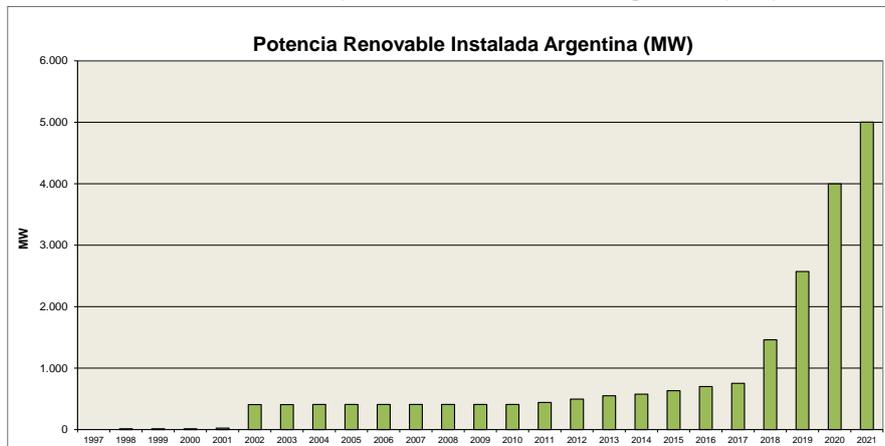
---

<sup>68</sup> La potencia con prioridad de despacho duplica a la potencia habilitada.

<sup>69</sup> El RenovAr tuvo cuatro rondas: Ronda 1, 1.5, 2 y 3. La Ronda 3 (MinRen) estuvo dedicada a proyecto chicos en función de las restricciones de las líneas existentes (proyectos en redes de media tensión). Una Ronda 4 estaba prevista en la cual se incluiría en las adjudicaciones a proyectos asociados al desarrollo de líneas de transmisión. Esa Ronda 4 nunca fue lanzada por las adversas condiciones económicas y financieras.

La evolución de la potencia renovable instalada refleja la demora y las discontinuidades en esta materia.

Gráfico 40 - Evolución de la potencia renovable en Argentina (MW)



Nota: Todas las renovables acorde a definición Ley 27.191. El crecimiento de los últimos años se debe, fundamentalmente, a la progresiva incorporación de los proyectos RenovAr en la media que entran en operación. Dado el freno actual es previsible un aplanamiento de esa evolución en los años próximos. Fuente: elaboración propia

Las discontinuidades no han colaborado en atraer inversiones extranjeras y eso se puede verificar apelando al RECAI, índice que mide qué tan atractivo resulta ser un país para las inversiones en renovables. En el año 2015, la Argentina no figuraba en ese índice que muestra un ranking de los mejores 40 países, por su parte Chile se encontraba en la posición 11. A partir del lanzamiento del programa RenovAr y una política acorde al mismo, Argentina logra ubicarse en 2016 en la posición 16; en 2017 en el puesto 13 y en 2018 ingresó al top ten al ser calificada en la posición 10, el mejor país de la región. En el último informe publicado en mayo de este año, Chile se ubicó en la posición 13, manteniendo una notable regularidad a lo largo de los años, mientras que Argentina cayó al puesto 26. (EY, 2022)

### Política climática

La política climática y el compromiso con la descarbonización también cuentan de manera significativa a la hora de evaluar la seriedad con que un país puede encarar el desarrollo del hidrógeno. Como vimos para el caso de Chile y Uruguay, el hidrógeno es un paso lógico dentro de un proceso de descarbonización que se inicia con la incorporación masiva de renovables y se ubica en el marco de una serie de objetivos climáticos adoptados al más alto nivel político.

Hay varios aspectos que se pueden analizar en este punto, uno de ellos es el alineamiento del país con relación a los grupos de negociación a nivel internacional detrás de los cuales se encolumnan las políticas climáticas domésticas. Aquí Argentina ha tenido permanentes vaivenes asociados a los cambios de gobierno. Así, el país pasó del alineamiento casi automático con los Estados Unidos en los años 90 a una posición antagónica con ese país y sus aliados a partir de 2004. Durante 2004 a 2015 Argentina se fue alineando cada vez más con el denominado *Like Minded-Group of Developing Countries (LMDC)*<sup>70</sup>, caracterizado por asumir las posiciones más

<sup>70</sup> La membresía de este grupo suele ser variable, algunos de sus miembros son: Arabia Saudita, Bolivia, China, Cuba, Dominica, Ecuador, Egipto, El Salvador, Filipinas, India, Irán, Iraq, Malasia, Mali, Nicaragua, Sri Lanka,

conservadoras del G77, en franca oposición a la adopción de políticas climáticas domésticas, ya que enfatizan la responsabilidad casi de manera excluyente en los países desarrollados. (Tudela, 2014)

Este alineamiento, muy emparentado a las posiciones de la Alianza Bolivariana, cambia radicalmente en 2016 con el nuevo gobierno de Cambiemos, que se acerca a Uruguay y Chile a través de diferentes alianzas, lo que implica un giro en las posiciones en materia de política climática. Esta nueva dinámica vuelve a cambiar en 2020 con el gobierno de Alberto Fernández, aunque se torna más confuso. En esta nueva etapa el mensaje resulta en algunos momentos muy alineado a la política de los Estados Unidos, y en otros momentos pasa a posiciones más defensivas, retomando el concepto de “deuda climática”<sup>71</sup>. El reclamo por la deuda climática presupone que la acción de mitigación debe ser financiada por el mundo desarrollado, lo que conduce a una política doméstica pasiva, atada al financiamiento externo.

En materia de compromisos presentados ante la CMNUCC, centralmente la NDC, la Argentina ha adoptado metas de reducción de GEI que resultan adecuadamente ambiciosas, y permiten decir que el país tendría bien definido su sendero para la transición. Ahora, lo cierto es que no se registran políticas o acciones llevadas adelante por el gobierno nacional que conduzcan al cumplimiento de esos objetivos y, por el contrario, se manifiestan divergencias entre diferentes áreas del Estado. Las desinteligencias entre diferentes ministerios que quedaron expuestas previamente a la COP26 resultan demostrativas de que no existen acuerdos en torno a las metas propuestas ni cómo deberían ser alcanzadas. (Viano, 2021)

En este contexto es claro que el anuncio de inversiones para producir hidrógeno verde por USD 8.400 millones realizado por Argentina en la COP26 puede resultar falto de sustento o, por lo menos, desconectado de un proyecto de transición. Esto contrasta notablemente con la planificación que han encarado países como Chile o Uruguay llevando adelante sus hojas de ruta como instancia previa a cualquier anuncio. Las reacciones que se produjeron con los anuncios de Argentina en la COP26 fueron de escepticismo por lo prematuro que resultan, percibiéndose una manifestación de improvisación antes que de una política atractiva. (Ini, 2021)

### **Performance económica y política del país**

Tal como se ha visto anteriormente, las posibilidades de participar de un mercado muy competitivo como se espera que sea el del hidrógeno depende en gran medida de los costos que añade la performance macroeconómica del país. Como ya hemos visto, la WACC refleja en gran parte ese costo o barrera que cada país tiene a la hora de capturar financiamiento o recibir inversiones. El riesgo está asociado también a la estabilidad política y económica, por eso es tan importante la permanencia de las decisiones públicas, la seguridad jurídica y el cumplimiento de las normas.

Uno de los parámetros más usuales para dimensionar el riesgo financiero es el llamado “Riesgo País” o “Riesgo Soberano”, una prima o porcentaje que usualmente se adiciona a la tasa

---

Sudán y Venezuela. En otras expresiones del grupo figuran también países como Tailandia. Como se puede apreciar, la participación de la región en este grupo está integrada por la mayor parte de los países de la Alianza Bolivariana para los Pueblos de nuestra América (“ALBA”), a los que se agrega El Salvador.

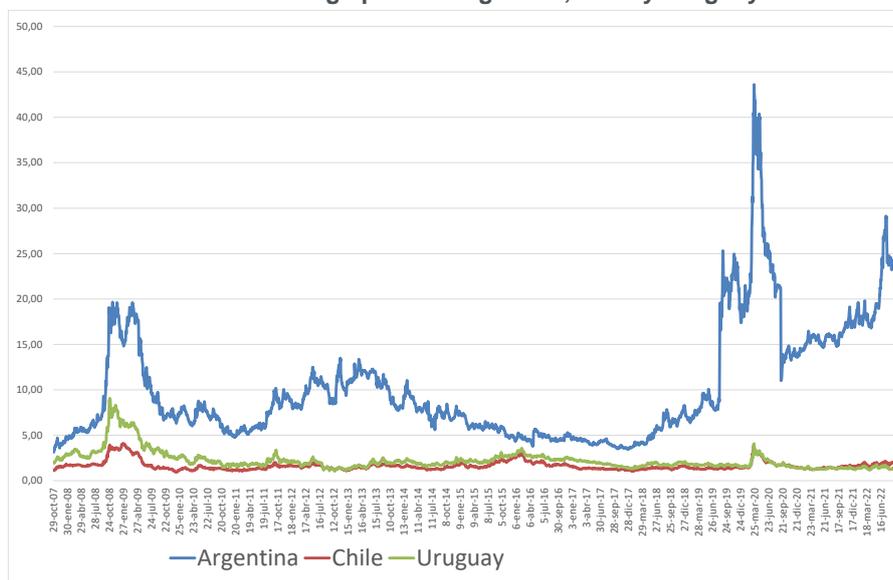
<sup>71</sup> “Nosotros proponemos canje de deuda por acción climática, basada en el principio de que nuestro país es acreedor ambiental ante el mundo porque la naturaleza tiene valor, porque hay deuda ecológica de los países ricos sobre los países en desarrollo”, ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Juan Cabandié, COP26, Glasgow 2021.

libre de riesgo para medir el retorno adicional esperado por invertir en el país donde se está valuando la inversión. Las inversiones están expuestas a un riesgo de características diferentes al riesgo norteamericano.

Una de las medidas de riesgo país más utilizadas es el EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus), publicado por JP Morgan. Los valores relevantes de este índice para el cálculo del costo de capital deben incluir una visión de largo plazo de Argentina. Se suele considerar como representativo del riesgo país el promedio aritmético del EMBI del año analizado.

En el siguiente gráfico podemos ver la evolución del “riesgo país” comparada de Argentina, Chile y Uruguay durante el período que estamos observando. Contrasta notablemente la volatilidad y las altas tasas de Argentina en comparación con la estabilidad y relativamente bajas de los países vecinos.

Gráfico 41 - Evolución riesgo país de Argentina, Chile y Uruguay



Nota: Los inversionistas utilizan el EMBI (Emerging Markets Bonds Index), el cual es calculado por J.P. Morgan Chase basado en el comportamiento de la deuda externa emitida por cada país. Mientras menor certeza de que el país honrará sus obligaciones, más alto será el EMBI de dicho país, y viceversa. El EMBI es la diferencia (SPREAD) entre las tasas de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos por los diferentes países, y los Bonos del Tesoro de Estados Unidos, considerados "libres" de riesgo. (Tasa bonos del tesoro + EMBI de país determinado) = la tasa mínima que exigiría un inversionista para invertir en ese país. Fuente: elaboración propia en base a datos provistos por Invenómica (invenomica.com.ar).

Por otro lado, a comienzos de este año se publicó el “Índice de Percepción de la Corrupción 2021”, publicado por Transparencia Internacional<sup>72</sup> que, desde su creación en 1995, se ha convertido en el principal indicador global de la corrupción en el sector público. Este índice califica a 180 países y territorios de todo el mundo según la percepción de la corrupción existente en su sector público, a través de datos de 13 fuentes externas, entre ellas el Banco Mundial, el Foro

<sup>72</sup> Transparencia Internacional (TI) es una organización no gubernamental que promueve medidas contra crímenes corporativos y corrupción política en el ámbito internacional. Se fundó en 1993. Publica anualmente el Índice de Percepción de Corrupción. La sede se encuentra en Berlín, Alemania, pero opera en más de 100 países.

Económico Mundial, empresas privadas especializadas en análisis de riesgo, firmas de consultoría, comités de expertos y otras. Las puntuaciones reflejan las opiniones de especialistas y empresarios.

La puntuación media global se mantiene en 43 puntos por décimo año consecutivo, y dos tercios de los países no llegan a 50. En esta edición Uruguay aparece en la posición 18, con 73 puntos sobre 100, mejorando dos puntos desde 2020; Chile se ubica en la posición 27 de 180 países con 67 puntos manteniendo ese puntaje en los últimos; Argentina obtiene 38 puntos sobre 100 ubicándose en el puesto 96, muy por debajo del promedio global, habiendo descendido 4 puntos desde 2020. (Transparency Int., 2022)

Para caracterizar la performance de cada país en políticas públicas más amplias que las estrictamente financieras se han elaborado una gran variedad de indicadores. Uno de ellos es el Índice ESG (ESGI) o Environmental, Social and Governance Index. Este indicador es realizado por la Global Risk Profile (GRP), una empresa suiza especializada en servicios relacionados con la gestión de riesgos de terceros. El ESGI es una herramienta única que engloba tres cuestiones principales en el análisis de riesgos, agregadas a una puntuación global mediante una media geométrica ponderada. Estas preocupaciones se ponderan de la siguiente manera: medio ambiente (30%), derechos humanos (50%) y salud y seguridad (20%). El puntaje de cada país se presenta en una escala de 0 a 100, en la que 0 corresponde al menor riesgo y 100 al mayor.

En el ESG Index 2021, Uruguay se ubica en la posición 28, con un puntaje de 25,76; Chile se ubica en el lugar 32, con un puntaje de 26,98; en tanto que la Argentina aparece en la se ubica en la posición 36, con 29,41 puntos. En cuanto a la ponderación del riesgo ambiental el mejor país de la región de Sudamérica es Chile; en relación con la valoración relativa a Derechos Humanos se ubica Uruguay en la mejor posición en la región; y en relación a Salud y Seguridad, nuevamente Uruguay se ubica como el mejor rankeado de la región. (GRP, 2021)

### **Desarrollos iniciales**

En los puntos anteriores se repasó de manera crítica la situación de la Argentina en tres áreas claves, que constituyen pilares centrales para el desarrollo del hidrógeno verde: energías renovables, política climática y clima de inversiones. En este apartado vamos a repasar lo que ha estado ocurriendo en materia de hidrógeno en los últimos años.

La historia reciente en relación con el desarrollo del hidrógeno en la Argentina tiene un punto de arranque en el año 2019. En ese año el Gobierno argentino y el de Japón firmaron un Memorándum de Cooperación que abrió la puerta a posibles inversiones en este campo, y un primer intento institucional para integrar a la Argentina en las cadenas de producción globales del hidrógeno. Este vínculo es representativo de la dinámica que la agenda del hidrógeno comenzaba a tener en la agenda internacional. (Min.Rel.Ext., 2019)

En paralelo, la empresa Y-TEC SA, conformada por la asociación de YPF y el CONICET, concluyó ese año un estudio realizado junto al Instituto Fraunhofer (Alemania) sobre el potencial para el desarrollo del hidrógeno en Argentina y una evaluación de algunas prioridades para su despliegue. Dicho informe nunca se llegó a publicar, según algunos de sus protagonistas directos,

debido al cambio de administración nacional que se produjo ese año. Este episodio constituye un buen ejemplo de las discontinuidades a las que ya hemos aludido con anterioridad<sup>73</sup>.

La empresa Y-TEC surge de la combinación de YPF, la empresa de energía más grande del país, y el CONICET, el principal organismo de promoción de la ciencia y la tecnología en la Argentina. Como empresa de desarrollo tecnológico, durante el año 2020, Y-TEC convoca a la configuración del Consorcio H2ar, orientado al “desarrollo de la economía del hidrógeno en la Argentina”. La convocatoria a las empresas para sumarse tiene por objetivo buscar asociaciones en base a cooperación y complementariedad entre empresas, y acelerar así el desarrollo de algunos proyectos piloto. El Consorcio H2ar se propuso también contribuir a la generación de un marco normativo y entorno de negocios para el desarrollo de capacidades productivas y tecnológicas locales. (YTEC, 2020)

Hacia finales del 2021, el Consorcio H2ar contaba con unas 50 empresas asociadas y su trabajo se había focalizado en la construcción de indicadores, la configuración de nuevos negocios y la proyección de pilotos tecnológicos. Esa tarea se había desplegado a través de 8 células de trabajo: producción, transporte, movilidad, red de gas natural, red eléctrica, exportación, industria y regulación/normativa. No es un dato menor que este consorcio encare su trabajo con el horizonte de la neutralidad de carbono para 2050, es decir, dando por cierta esa meta nacional.

Entre los hallazgos destacados por el Consorcio H2ar se indica que Argentina ya posee un costo de producción competitivo para la obtención de hidrógeno por reformado de gas natural con captura de carbono (1,4-1,8 USD/kgH<sub>2</sub>)<sup>74</sup>, y para 2030 se podría lograr un hidrógeno competitivo obtenido por vía de electrólisis con energía renovables (1,5-1,6 USD/kgH<sub>2</sub>). Se puede suponer que son cálculos optimistas antes que valores comprobados, dado que no existen plantas operativas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> por las cuales puedan comprometerse esos valores. Se destaca en el horizonte del trabajo del Consorcio H2ar lo que denominan un caso insignia, y es la exportación de NH<sub>3</sub> limpio<sup>75</sup> desde el Puerto de Bahía Blanca. (YTEC, 2022)

El trabajo del Consorcio H2ar ha tenido un mayor desarrollo centrado en su agenda interna antes que en materia de propuestas de políticas públicas. El debate público y, fundamentalmente, con relación al marco regulatorio necesario ha estado protagonizado por otros actores públicos y privados.

También durante el año 2020 toma forma lo que luego se conocería como PlataformaH2 Argentina a partir de una iniciativa lanzada por Globe Legislators<sup>76</sup> y el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), quienes iniciaron una serie de eventos públicos donde participaron legisladores nacionales y empresas vinculadas a diferentes aspectos de la economía del hidrógeno. Hoy, esta Plataforma reúne a una importante cantidad de entidades empresarias

---

<sup>73</sup> El informe se titula “Hydrogen Strategy for Argentina: High Level Study for a National Economic Development”, YPF Tecnología S.A., Argentina.

<sup>74</sup> Asumiendo un costo del Gas Natural de 3-5 USD/MMBTU. Se supone una eficiencia en la captura del 90% y lograr una reducción del 66% de las emisiones de CO<sub>2</sub>eq respecto a la producción de gas por unidad de energía.

<sup>75</sup> Cuando se habla de hidrógeno limpio, el Consorcio H2ar se refiere tanto al hidrógeno azul como al verde. Por lo general, se focaliza inicialmente en el desarrollo del hidrógeno azul. En 2021 el Puerto de Bahía Blanca se unió a la Global Hydrogen Ports Coalition del Clean Energy Ministerial's Hydrogen Initiative como posible enclave industrial de uso de hidrógeno con instalaciones de captura de CO<sub>2</sub>.

<sup>76</sup> Globe Legislators o GLOBE International es una red multipartidaria de parlamentarios dedicados a mejorar la gobernanza para el desarrollo sostenible. Fue fundada en 1992 por los senadores Al Gore y John Kerry con contrapartes en el Parlamento Europeo, la Duma Rusa y la Dieta Nacional de Japón.

representativas del sector energético<sup>77</sup>. Durante 2021 esta coalición de organizaciones técnicas y académicas desarrollaron un proceso de consulta que culminó con la formulación de una propuesta legislativa para establecer un marco regulatorio para el desarrollo del hidrógeno en la Argentina. (PlataformaH2, 2021)

La propuesta legislativa elaborada por la PlataformaH2 fue tomada por el diputado nacional Gustavo Menna (Chubut), quien la presentara como proyecto legislativo en 2021. Previamente, Menna había presentado una propuesta de reforma a la antigua ley de hidrógeno del año 2006 (Ley Nacional 26.123). Existen también en el Congreso de la Nación varios proyectos de reformas o de actualización a aquella primera ley de hidrógeno.

Desde el ámbito gubernamental nacional el esfuerzo realizado hasta ahora ha estado centrado en la actividad emprendida por el Consejo Económico y Social (CES), en el marco de la Presidencia de la Nación<sup>78</sup>. Una primera actividad pública se realizó en mayo 2021 con un foro titulado "Hacia una Estrategia Nacional Hidrógeno 2030". Esta iniciativa contó con el aporte de representantes de empresas del sector; académicos; legisladores y gobernadores de distintas provincias y partidos políticos; funcionarios de los ministerios de Ciencia y Tecnología, Economía, Producción, Relaciones Internacionales y Ambiente; y embajadores de países con amplia trayectoria en el tema como Alemania, Japón y Corea del Sur. (CES, 2021)

Este evento de mayo de 2021 fue la primera expresión explícita del interés por parte del Gobierno nacional por estructurar una hoja de ruta para el hidrógeno. A esta primera actividad le continuaron algunas más, que contribuyeron a visibilizar el interés de diferentes áreas de gobierno, aunque sin avances en cómo sería el proceso de construcción de la Estrategia Nacional del Hidrogeno 2030. Un segundo evento convocado por el CES estuvo enfocado en el segmento de la navegación. (CES, 2021b)

Si bien existió alguna participación privada, se trató básicamente de una compilación de visiones de cada una de las áreas de gobierno con alguna vinculación con el tema hidrógeno. Se podría decir que el "diálogo" no era tal sino más bien la expresión de expectativas de cada ministerio. Allí se destacan las cifras presentadas por el Ministerio de la Producción, donde señaló que estiman un potencial de generación de 50 mil empleos si se logra desarrollar la cadena de producción del hidrógeno. En materia de divisas, el gran potencial exportador que le otorgan a la actividad hace que estimen para 2050 alrededor de 15.000 millones de dólares ligados al hidrógeno, casi el equivalente a lo que representa en la actualidad el complejo sojero. (Schteingart, 2021)

El siguiente paso fue, en octubre de 2021, el anuncio de la realización de una convocatoria para la realización de tres estudios para que sean utilizados como insumos para la elaboración de la estrategia nacional Los estudios a licitarse eran: "Perspectivas de la demanda potencial de hidrógeno en Argentina"; "Perspectivas de la producción de hidrógeno en Argentina. Su potencial y

---

<sup>77</sup> La PlataformaH2 Argentina cuenta en la actualidad como miembros a: Globe Legislators (The Global Legislators Organisation), CACME (Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía), CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética - UBA), AAEE (Asociación Argentina de Energía Eólica), UTN Buenos Aires, CADER (Cámara Argentina de Energías Renovables), CEA (Cámara Eólica Argentina), Puerto Quequén, AGEERA (Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina), Círculo de Políticas Ambientales e Instituto de Energía Universidad Austral.

<sup>78</sup> El Consejo Económico y Social (CES) es un órgano colegiado creado por el Poder Ejecutivo Nacional para el debate informado y la búsqueda de consensos sobre prioridades estratégicas nacionales. El CES reúne a diferentes organismos sociales, empresarios y académicos con una diversidad de entidades y reparticiones públicas. Es presidido por la Secretaría de Asuntos Estratégicos de la Presidencia de la Nación.

costos”; y “Estudio de normas y regulaciones técnicas necesarias para el desarrollo del hidrógeno en Argentina”.

Este proceso se inició en octubre de 2021, y para febrero de este año se recibieron las propuestas por parte de las entidades y consultoras técnicas aspirantes a realizar cada uno de los estudios que fueron motivo de una convocatoria internacional. El proceso cuenta con el apoyo técnico financiero del BID<sup>79</sup>, y se espera tener los estudios terminados para noviembre de este año.

El último evento realizado por el CES en el mes de mayo de 2022 fue en la localidad de Bariloche y básicamente volvió a repetirse el modelo de paneles en los que cada área de gobierno expuso sus expectativas y observaciones, pero no hubo ninguna precisión acerca de cuál sería la modalidad de trabajo para construir la estrategia nacional ni algunos resultados de avance. En esta oportunidad se sumaron la presencia de gobernadores de varias provincias interesadas. La salida del gobierno del titular de la Secretaría de Asuntos Estratégicos, Gustavo Beliz, en julio de este año generó una nueva discontinuidad en este proceso, ya que en torno a su gestión se desarrolló la principal iniciativa del actual gobierno.

Por el lado de algunas provincias existen algunas actividades que deben destacarse, tal es el caso de Río Negro. Su gobernadora, Arabela Carreras, tomó un rol destacable procurando colocar a esa provincia en el mapa del hidrógeno a nivel internacional. Lo hizo a través de diversas iniciativas, una de las más interesantes es la realización en 2021 de un estudio por parte del Instituto Fraunhofer de economía de la energía y tecnología de sistemas energéticos (IEE) de Alemania. Se analizó el potencial de esa provincia incluyendo diferentes opciones de producción y evacuación del hidrógeno verde a través de diferentes puertos y sitios de consumo. (Fraunhofer, 2021).

En conjunto con el Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación, la provincia de Río Negro respaldó fuertemente el anuncio realizado por la empresa australiana Fortescue Future Industries acerca de un proyecto de producción y exportación de hidrógeno verde a instalarse en esa provincia, que significaría una inversión de más de USD 8.000 millones. Para otorgarle mayor visibilidad internacional el propio presidente de la nación realizó este anuncio junto con la empresa en el marco de la COP26 de la CMNUCC en noviembre de 2021. (Guarino, 2021)

Sin embargo, la espectacularidad del anuncio no generó un efecto positivo, sino más bien dudas sobre su seriedad. Con el correr de los meses se fue clarificando que el proyecto sólo tendría lugar si las condiciones para realizar esa inversión fueran las apropiadas. En definitiva, fue evaluado por muchos analistas como un anuncio oportunista sin grandes definiciones para el corto o mediano plazo. (de Pablo, 2021)

Otros gobernadores que han expresado su interés han sido Omar Gutiérrez (Neuquén), Gustavo Melella (Tierra del Fuego), Gerardo Morales (Jujuy) y Alicia Kirchner (Santa Cruz). En el caso de Tierra del Fuego, también con algunos anuncios de importantes inversiones, como el caso de la empresa estadounidense MMEX Resources Corp que anunció un desembolso de USD 500 millones para un desarrollo de hidrógeno verde. El gobernador Melella anunció que iniciaría gestiones internacionales para atraer inversiones por uno USD 30.000 millones para la provincia austral. (Basile, 2022)

Más allá de la certeza u oportunidad de los anuncios mencionados, lo que queda claro es que el interés por realizar inversiones de gran escala para la producción de hidrógeno verde en Argentina puede ser una realidad; aunque, por otro lado, también queda demostrado que todos esos

---

<sup>79</sup> Préstamo BID N° 3759/OC-AR.

anuncios terminan siendo fuertemente dependientes de las condiciones futuras que presente Argentina para ese tipo de inversiones. Cuando se piden precisiones a las empresas o gobernadores, inmediatamente aparece la necesidad de un marco regulatorio, una nueva ley nacional, que genere las “condiciones” favorables para el desarrollo del hidrógeno verde.

Sin embargo, por lo que ya se ha analizado de los casos tomados como referencia (Chile y Uruguay) se puede anticipar que no será suficiente con la aprobación de una nueva *Ley de Hidrógeno* para que las condiciones económicas y políticas hagan que las inversiones fluyan. Es entonces que resulta imprescindible generar condiciones de previsibilidad económica, una política consistente en materia climática y, en particular, relativa al desarrollo de la industria de hidrógeno y, por supuesto, un marco regulatorio apropiado. La nueva ley de hidrógeno deberá ser parte de una hoja de ruta para el desarrollo de esta industria; Es tan sólo una pieza dentro de un programa de largo alcance.

En los últimos dos años han aparecido un número de proyectos que tienen algunas características comunes: son grandes proyectos para desarrollar hidrógeno verde con fines de exportación en base a energía eólica, la escala de los proyectos no baja de los 2.000 MW de potencia renovables, se localizan mayormente en la provincia de Santa Cruz, se realizarían en base a inversos mayormente europeos y procuran mantener su presencia sin alto perfil público. Su actividad hoy se concentra en ir realizando preacuerdos con los propietarios de los terrenos para los futuros emplazamientos. Estos proyectos se basan fuertemente en proyecto en “isla” es decir que la generación estaría asociada directamente a la capacidad de electrólisis propia, sin utilización de redes del SADI (Sistema de Interconexión de Argentina). Refiero a que ese esquema de generación-electrólisis en isla es la idea inicial, aunque no es claro aún cuánto será necesario un respaldo del SADI para poder tener una capacidad productiva con un alto factor de utilización de los equipos de electrólisis.<sup>80</sup>

Si bien es muy probable que los proyectos utilicen sus propias plantas de generación hay un punto que aún no está claro en cuanto a la capacidad de respaldo. Esto plantea una serie de interrogantes acerca de cómo serán los modelos contractuales con el sistema interconectado nacional, y en ese caso cómo se desarrollará la capacidad de transporte necesaria para alimentar esa demanda. El sistema de transporte eléctrico hoy se encuentra al límite y todos los proyectos de expansión atienden a satisfacer la demanda doméstica y el nuevo perfil geográfico que exige la generación renovable proveniente de la Patagonia y del Noroeste. Tanto desde el Estado como desde el sector privado se están evaluando alternativas de financiamiento para atender esta demanda en base a algunos escenarios de descarbonización. (CEA, 2022)

Recientemente la Secretaría de Energía presentó un documento desarrollado para trazar una hoja de ruta consistente con los compromisos presentados en la COP 26 “Lineamientos para un Plan de Transición energética al 2030”, del que surge que sería necesario instalar 3.283 MW eólicos en un escenario de penetración renovable del 20% y 6.008 MW eólicos en un escenario de penetración del 30% de renovables. El documento estima una inversión en el desarrollo del sistema de transporte de USD 2.875 MM en el caso REN 20 (unos 3.000 KM de líneas en 500 kV con sus ETs asociadas<sup>81</sup>) y USD 5.575 MM en el caso REN 30 (unos 6.000 KM de líneas en 500 kV con las nuevas ETs).

---

<sup>80</sup> Dada su necesidad de mantener el bajo perfil por parte de estos desarrolladores, han accedido a realizar estas entrevistas en base a sostener su anonimato.

<sup>81</sup> Estaciones transformadoras.

**Tabla 10 -Requerimientos de ampliación del sistema de transporte para metas de penetración renovable planteadas por la Secretaría de Energía en el marco de la presentación argentina en la COP 26**

	Comprometidos /Planeados	REN 20	REN 30	Incremental REN 20	Incremental REN 30
Eólico a instalar	913 MW	3.283 MW	6.008 MW	2.370 MW	5.095 MW
Solar a instalar	988 MW (+116 MW NEA posibles)	950 MW	1.400 MW	-	350 MW
Inversión estimada en transporte	USD 2.875 MM (AMBA+Corredor Patagonia-BB-BA+ Corredor CUY-BA)	USD 2,875 MM (Requerido s/doc SEN)	USD 5,575 MM (Requerido s/doc SEN)	-	USD 2.700 MM
Eólico posible de instalar sobre nuevo transporte/eólico faltante	1.700 MW	1.700 MW	1.700 MW	670 MW	3.395 MW
Expansión adicional del sistema de transporte requerida				1 Línea 500 kV	4 Líneas 500 kV

Fuente: CEA, 2022

Los requerimientos señalados arriba sólo atienden la necesidad de dimensionar la capacidad de transporte para un objetivo máximo del 30% de renovables para 2030 pero no tiene en cuenta la demanda potencial que representaría los proyectos eólicos de hidrógeno verde que demandarían una red de respaldo a su propia capacidad de generación. Esto es un tema en desarrollo que deberá arribar a definiciones a lo largo de esta década.

## 8. Ejes políticos para estructurar una política de desarrollo del hidrógeno en Argentina

Una hoja de ruta o estrategia nacional debe servir para orientar la visión política, las inversiones, el desarrollo de capacidades y los programas sectoriales y provinciales de hidrógeno. A través de ello, deben surgir los sectores estratégicos y más relevantes para apuntalar el desarrollo doméstico a corto plazo. Esa orientación debe ser sostenida en el tiempo, más allá de los ajustes y revisiones a los que naturalmente debe estar sujeta.

Una estrategia nacional también nos permite identificar necesidades respecto del marco normativo y de infraestructura con las que deberá contarse y del rol que deben jugar organismos de investigación y desarrollo, así como las entidades de fomento. Una estrategia acordada y de largo plazo nos permitirá definir el rol esperado por el país en el contexto de la geopolítica del hidrógeno, es decir, establecer alianzas político comerciales además de procurar competitividad.

La hoja de ruta debe respaldarse en una política doméstica de descarbonización que esté debidamente explicitada y que goce de credibilidad por parte de la comunidad internacional, particularmente por aquellas contrapartes que sería deseable convertirlas en socias en el desarrollo del hidrógeno en la Argentina.

Para ello, es necesario no sólo trazar un rumbo, sino también adoptar metas y objetivos a cumplir en plazos que sean ambiciosos y al mismo tiempo creíbles. Esto resulta esencial para acelerar y traccionar decisiones, movilizar a las partes interesadas y atraer inversiones. Las metas con sus correspondientes indicadores de avance deben servir como guía para la revisión, evaluación y ajuste de las políticas públicas. Esto requiere de un esfuerzo considerable en un país con escasa tradición de cumplimiento de metas y objetivos de mediano y largo plazo. La hoja de ruta debe estar plenamente ensamblada con la política de transición energética.

En este sentido se debe establecer un set de políticas específicas de promoción, medidas fiscales e instrumentos de incentivos por medio de una legislación dedicada a brindar estabilidad y un contexto favorable para el desarrollo del hidrógeno durante esta década. Esta normativa debe servir de apoyatura legal para que la hoja de ruta.

A continuación, algunos ejes políticos que se identifican como esenciales, que deberán ser desarrollados a lo largo de la implementación de una estrategia nacional para el hidrógeno.

### **Eje 1 – Condiciones favorables para las inversiones**

Si bien este es un eje que trasciende a la política sectorial para el hidrógeno, debemos destacarlo como aspecto crucial para su desarrollo. Es imprescindible que el país logre un determinado nivel de estabilidad macroeconómica, de manera que el costo del financiamiento para las inversiones resulte competitivo con relación al resto del mundo. Sin alcanzar una buena performance macroeconómica, será muy difícil cumplir los objetivos de una hoja de ruta medianamente ambiciosa.

Es necesario que la política de desarrollo del hidrógeno tenga como pre-requisito alcanzar una economía nacional con determinados niveles de competitividad internacional. Será necesario, entre otras cosas, que la Argentina logre sostener a partir de 2025 un índice de Riesgo País por debajo de los 500 puntos y que, de manera sostenida, se ubique por debajo de los 200 puntos para el 2030, nivel comparable al de los países de la región. Lograr estos objetivos son parte esencial para el cumplimiento de cualquier objetivo en relación con el mercado internacional del hidrógeno y para el propio desarrollo de la industria doméstica.

Una hoja de ruta para el hidrógeno debe asumirse de manera conjunta con una de estabilización macroeconómica para el caso de la Argentina. Una alternativa de corto plazo para suplir esta falencia es fortalecer la cooperación internacional a través de organismos multilaterales o bien a través de la cooperación con países que quieran desarrollar con nuestro país el mercado del hidrógeno. Para acceder a este tipo de acuerdos que nos permitirían ganar tiempo, se deberán ir ordenando y alineando los demás ejes que se mencionan a continuación.

## **Eje 2 - Política climática y de descarbonización**

Es sumamente importante que la hoja de ruta del hidrógeno tenga como respaldo una inserción lógica y consistente con la política de descarbonización doméstica. Esto significa que debe existir un proceso en marcha para cumplir con las metas de descarbonización y en cuyo desarrollo se inserte la industria del hidrógeno. Los objetivos climáticos expresados en las NDC deberían estar firmemente respaldados por todos los sectores del gobierno y los actores económicos; idealmente convertidos en ley como es en el caso de Chile.

El país debe poner en marcha un proceso creíble de descarbonización, con metas sectoriales, como en el caso de la inserción de las renovables en la matriz eléctrica. En el caso de las renovables no se está en camino al cumplir con la meta del 20% al 2025, eso debería ser rectificado de manera inmediata, al mismo tiempo que establecer metas al 2030 y 2035. Es necesario que la política de renovables sea tomada seriamente como parte del proceso de descarbonización del país. Si no existe contundencia en las políticas de renovables, no es creíble que vaya a haber contundencia en una política de desarrollo del hidrógeno.

Uno de los elementos que muestran una política climática de baja intensidad es la frágil aplicación del impuesto al CO<sub>2</sub> en Argentina. Este impuesto fue incorporado en 2017, y en un principio se propuso fijarlo en base a un valor de 25 USD/tn CO<sub>2</sub>eq. Cuando finalmente se aprobó la ley pasó a 10 USD/tn CO<sub>2</sub>eq y se excluyó del alcance de ese impuesto al gas natural<sup>82</sup>. Hoy ese valor se encuentra mucho más deprimido aun, sin que represente ningún tipo de impacto significativo a la externalidad ambiental que se pretende gravar (CPA, 2020)

Las discontinuidades que se han descripto en relación al desarrollo de las renovables, con el consiguiente impacto negativo en su industria asociada, no son bueno antecedentes y, por lo tanto, la Argentina debe hacer un esfuerzo muy grande para revertir años de marchas y

---

<sup>82</sup> Durante 2021 se discutió un proyecto de ley propuesto por el Poder Ejecutivo Nacional para promover inversiones en el sector de hidrocarburos que contenía la propuesta de modificar el impuesto al CO<sub>2</sub> llevándolo a una tasa porcentual del valor de venta de los combustibles, es decir, con independencia del contenido de CO<sub>2</sub>. Este es otro ejemplo de una política climática errática.

contramarchas. No es creíble la vocación en el desarrollo del hidrógeno si no se es creíble en el proceso de descarbonización doméstico.

La hoja de ruta debe ser parte de un plan coherente de descarbonización de la economía doméstica y de la inserción del país en la política climática global.

### **Eje 3 - Desarrollo mercado doméstico del hidrógeno.**

En base a lo dicho en el eje anterior, es clave desarrollar el mercado doméstico como etapa inicial sobre la cual asentar un proyecto exportador de mayor escala. Pensar que el desarrollo del hidrógeno puede estar orientado a la exportación desde su inicio es un error. Es necesario una fuerte dedicación a las necesidades locales en las primeras etapas de esta industria, a la espera de la maduración del mercado internacional, a partir del 2030.

Para esto es preciso focalizar prioridades domésticas, que bien pueden estar centradas en aquellos sectores económicos que ya tienen vinculación con mercados globales, como es el caso de la agroindustria, la producción de acero o la minería. Esto tiene el doble propósito de acelerar la descarbonización propia y, al mismo tiempo, a sostener mercados que comienzan a ser más exigentes por la huella de carbono de los productos que adquieren.

Se vio en los casos tomados de referencia, Chile y Uruguay, cómo se establecieron prioridades locales asociadas a algunos de sus principales productos de exportación. Para el caso de Argentina esas prioridades podrían focalizarse en la producción de NH<sub>3</sub> para producción de fertilizantes; el sector del transporte pesado (granos), tanto sea por camiones o trenes de carga; la producción de DRI (hierro de reducción directa) para la industria del acero. Son sólo algunas opciones de las que podría adoptarse en la hoja de ruta.

En cualquier caso, la hoja de ruta debe contener prioridades sectoriales para iniciar el proceso de producción industrial de hidrógeno, ganar escala, generar capacidades y desarrollar infraestructura que luego puede ser la base de una industria exportadora.

### **Eje 4 – Relaciones internacionales**

Los vínculos internacionales cobran gran relevancia dada la valoración que ha ganado durante este año el concepto de Seguridad Energética. A partir del conflicto bélico en Ucrania es esperable que las cadenas de suministro de energía estén, de aquí en más, sujetas a una mayor evaluación en relación con esta dimensión política. El hidrógeno va camino a configurar un mercado global bajo las reglas de la descarbonización y la seguridad energética.

Es preciso que al mismo tiempo que se concentran esfuerzos para alcanzar un alto nivel de competitividad se priorice el cultivar vínculos internacionales que resulten estratégicos. Argentina ha tenido un comportamiento en su política internacional un tanto errática, con un foco poco preciso en cuanto a sus prioridades estratégicas, tanto a nivel regional como global. Será preciso reconstruir lazos económicos y políticos más estables a escala regional y con aquellos países con los que aspiramos a convertir en socios o contrapartes en el futuro mercado del hidrógeno.

La diplomacia del hidrógeno debe ser una estrategia que se despliega en cada etapa de la hoja de ruta. Durante esta década el foco deberá ponerse en la cooperación tecnológica para el desarrollo de proyectos piloto, buscando una caída significativa de los costos y una rápida

ampliación de la infraestructura. A partir de 2030 a 2035 comenzará a despegar la demanda y será el momento de concretar los vínculos comerciales internacionales.

La diplomacia del hidrógeno será muy importante y definirá en buena medida el éxito que podamos alcanzar en nuestra inserción global. Lograr competitividad económica implicará lazos de cooperación internacional técnica y financiera; establecer vínculos comerciales internacionales implicará cultivar vínculos de cooperación económicos y políticos.

## **Eje 5 – Marco normativo y de promoción**

Un nuevo marco normativo o una nueva Ley Nacional del Hidrógeno ha tomado relevancia en Argentina por diversos motivos. En primer lugar, la Ley Nacional 26.123 del año 2006, la que nunca entró en vigor, finaliza su período de vigencia y, al calor del renovado interés que despierta el hidrógeno, han surgido iniciativas parlamentarias para extenderla y actualizarla<sup>83</sup>. También, porque parecería ser un consenso que resulta necesario un marco regulatorio nuevo en el cual encuadrar una política activa por parte del Estado para otorgarle impulso a esta industria. (Presidencia Nación, 2022)

Es frecuente también que prime una idea un tanto voluntarista de que si existiese una ley que expresa una vocación eso ya es suficiente para que se convierta en política real. Por las buenas razones, y también por voluntarismo, el debate en torno a una nueva Ley del Hidrógeno hoy está instalado. (Serrichio, 2021)

Las discontinuidades e incumplimientos que se han señalado en los capítulos precedentes nos permiten indicar que una ley no sería suficiente, pero también que resulta una condición necesaria. Esto es interesante de señalar, cuando miramos el caso de Chile y Uruguay. En esos países no hubo una legislación previa, no fue necesario un nuevo marco legal para iniciar el proceso y dotarlo de credibilidad. Las normativas y nuevas regulaciones probablemente se discutan en la medida que vaya surgiendo la necesidad.

El caso de Argentina es bien diferente al de nuestros vecinos, efectivamente se considera necesaria una ley que exprese no sólo una vocación política, sino que además otorgue, a través de medidas concretas, previsibilidad y brinde un contexto favorable al desarrollo del hidrógeno. Se trata de acelerar ese desarrollo procurando que el marco regulatorio aisle lo más posible a esta industria de los vaivenes macroeconómicos y políticos tan frecuentes en Argentina, las discontinuidades que ya hemos descrito en materia de renovables, hidrógeno y política climática.

La nueva ley nacional debe establecer todas aquellas medidas que sólo el Congreso de la Nación puede adoptar en cuanto al rol que debe jugar el Estado, medidas impositivas y presupuestarias. El Congreso Nacional es además el lugar propicio para que se consolide una política de Estado y un consenso político de alto nivel. El proceso de discusión, elaboración y aprobación de la Ley Nacional del Hidrógeno debe constituirse en el respaldo político y normativo para la construcción de la hoja de ruta.

---

<sup>83</sup> Existen en el Congreso de la Nación los siguientes proyectos de ley con vigencia parlamentaria: Expediente: 3601-D-2021 (27/09/2019), Diputado Nacional Gustavo Menna (Chubut) y otros; Expediente: 4574-D-2021 (24/11/2021), Diputado Nacional Martín Maqueyra (La Pampa) y otros; Expediente: 2586/21 (09/12/21), Senador Nacional Claudio Martín Doñate (Río Negro) y otros; Expediente 3388-D-2022 (04/07/2022), Diputada Nacional Roxana Bertone (tierra del Fuego) y otros; Expediente 620-22 (01/04/2022), Senador Nacional Ignacio Torres (Chubut) y otros;

## ¿Por qué es prioritario el marco normativo y de promoción?

Habiendo realizado un repaso sobre los diferentes ejes en los cuales Argentina debe realizar importantes progresos, nos vamos a enfocar en el desarrollo de una propuesta normativa que mejore, en el corto y mediano plazo, las condiciones mínimas necesarias para ubicar al país en el mapa internacional del hidrógeno. Esto resulta estratégico porque sobre este eje se focalizarán las principales expectativas, tanto desde la órbita política como empresaria.

En primer lugar, desde la órbita política y gubernamental, por diversas razones se ha focalizado la prioridad de acción en la aprobación de un nuevo marco normativo. Acá ocurre que es frecuente que sobrevuele un cierto “pensamiento mágico” que indicaría que basta exponer una teórica voluntad política en una norma para que la realidad económica se ordene. Aun así, es cierto que la Ley 26.123 (2006) ha llegado al fin de su período de vigencia y eso dispara la necesidad de actualizar tal régimen, basta revisar la cantidad de proyectos de ley que existen hoy en el Congreso Nacional con ese objetivo. Es entonces oportuno brindar un insumo para ese debate.

En segundo lugar, desde el sector empresario, se reconoce que los ejes vinculados a la macroeconomía constituyen un objetivo a alcanzar en el mediano y largo plazo y procuran que la discusión de la norma resulte en mejorar algunas condiciones necesarias para que puedan desarrollarse algunos proyectos y por, sobre todo, sostener las expectativas de inversores internacionales. Como ya lo hemos mencionado en capítulos anteriores, existe la necesidad de desarrollar planes estratégicos domésticos y avanzar en los grandes proyectos en una etapa crucial como es la obtención de permisos para usufructuar de grandes extensiones de tierra para el momento en que sea oportuno comenzar con el desarrollo de los proyectos. (Barragán, 2023)

Una tercera consideración es que los inversores extranjeros y las instituciones de cooperación internacional reconocen que la discusión de la norma puede dar lugar a un proceso de definiciones y construcción de una hoja de ruta para los próximos años y brindar así algunas certezas para canalizar proyectos de financiación y vinculación tecnológica. Situación que, en otros países como los casos analizados de Chile y Uruguay, cuentan desde el arranque con condiciones de partida que son muy favorables y por lo tanto la discusión regulatoria viene como una instancia posterior. Situación que en Argentina las expectativas indican que debe ser el paso inicial. En tal sentido, el embajador argentino en Alemania, Fernando Brun, señala que un marco legal específico para el desarrollo del hidrógeno verde podría ser uno de los factores decisivos para el potencial financiamiento del Banco de Desarrollo de Alemania como ya ha ocurrido para proyectos de renovables<sup>84</sup>.

La propuesta normativa la realizaremos haciendo una justificación de la razonabilidad de cada decisión o alternativa adoptada a lo largo del articulado. De este modo se facilita el propio objetivo de este trabajo que es brindar insumos al debate actual en torno a la normativa y la hoja de ruta del hidrógeno.

---

<sup>84</sup> Consulta directa realizada al embajador Fernando Brun (2023) en relación a la incorporación de Argentina al Club del Clima (“Klima Club”) convocado por el Gobierno de Alemania. El Club del Clima será formalmente lanzado en el marco de la COP 28 de Dubái en diciembre de 2023.

## 9. Propuesta de una Ley Nacional de Hidrógeno

Esta propuesta procura indicar algunos elementos centrales que deberían ser incluidos en el texto normativo. Es un ejercicio práctico para intentar trasladar a texto normativo las consideraciones que fueron realizadas a lo largo del trabajo, al menos aquellas que puede ser útil que aparezcan en una norma para encuadrar la actividad. Se irá argumentando la razonabilidad de cada uno de los elementos que conforman la propuesta, así como el efecto buscado con cada una de ellas<sup>85</sup>.

### Capítulo I – Política Nacional

La norma debería fijar una visión clara acerca del rol del hidrógeno en la transición energética y la descarbonización. Por eso se debe focalizar en su régimen de promoción en la industria del hidrógeno de origen renovable. Esto no quiere decir que las otras opciones tecnológicas no deben tener lugar en la hoja de ruta o en las etapas iniciales del camino que se debe emprender. Esta definición es una clara señal de hacia dónde deben estar dirigidos los esfuerzos gubernamentales. Un régimen de promoción o de medidas extraordinarias en beneficio de un sector económico por sobre otros, debe poder justificarse por su importancia estratégica, de allí que el foco debe ser el hidrógeno de origen renovable para recibir los beneficios fundamentales. Entendiendo que, por ejemplo, el hidrógeno azul corresponde a un desarrollo de la industria fósil, una industria madura y que ya ha sido beneficiada suficientemente en el pasado.

La declaración de interés nacional es una fórmula que a fuerza de su uso excesivo ha perdido su potencia original. Para ciertos autores, se trata de una expresión que significa que el tema tratado por la ley es tan importante que pretende el compromiso de todas las provincias con los objetivos y fines que se propone. El Congreso, al insertar la declaración de interés nacional, resalta la importancia del tema tratado y el compromiso de los gobiernos nacional y provincial para poner en práctica los fines que se establece en ella.

En cuanto a si es un concepto necesario, existen diferentes opiniones, por lo general se lo usa antecediendo a cierta excepcionalidad en las medidas que se proponen o como un modo de justificar la adopción de un régimen especial o extraordinario. Que una ley que contenga dicha declaración no significa que tenga algún tipo de vigencia especial o diferente respecto de las demás leyes. Entonces, si bien el uso de este concepto carece de consecuencias prácticas, lo utilizaremos como una expresión que grafica la relevancia del tema y la necesidad de generar un régimen especial para el mismo. (Saprigianti, 2022)

La amplitud de actividades que deberán ser promovidas por el régimen abarca todas las etapas, desde la investigación a la exportación del hidrógeno tanto para sus fines energéticos como aquellos usos como insumo industrial o químico. Esta amplitud en la cadena productiva y en los usos del hidrógeno es un cambio importante respecto de la Ley 26.123.

---

<sup>85</sup> Este capítulo recoge buena parte del trabajo que he desarrollado a lo largo del último año en constante consulta y diálogo con la Dra. Carina Quispe, con quien hemos realizado diversas reuniones con diferentes actores de la industria en torno a la necesidad de una hoja de ruta para el hidrógeno en nuestro país. Nuestra colaboración ha sido motivada por nuestro trabajo conjunto en el marco de la PlataformaH2 Argentina.

Es también importante reforzar el objetivo de desarrollar la industria del hidrógeno como parte de la estrategia de descarbonización y fortalecer los objetivos climáticos asumidos por el país. Por otro lado, sería apropiado que las metas cuantificadas comprometidas por el país a través de la NDC y el objetivo de neutralidad de emisiones a 2050 se incorporasen en la Ley Nacional de Cambio Climático vía modificación o actualización de la misma. (Ley 27.520/2019)<sup>86</sup>.

### Propuesta:

#### **CAPITULO I – POLITICA NACIONAL**

**ARTICULO 1º.** — *Declárase de interés nacional el desarrollo de la tecnología, la producción, el uso y aplicaciones del hidrógeno de origen renovable.*

**ARTICULO 2º.** — *La presente ley promueve la investigación, innovación, el desarrollo, la producción, la exportación y el uso del hidrógeno de origen renovable como combustible y vector de energía y como insumo para procesos químicos e industriales.*

*Las acciones y procesos promovidos por esta ley deben contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de las metas nacionales de mitigación.*

## **Capítulo II – Objetivos**

Sin duda que una norma que pretende promover un sector industrial tan amplio como el del hidrógeno tendrá una multiplicidad de objetivos a los que se aspira. El primero de ellos es insertar este desarrollo del hidrógeno dentro de la estrategia climática del país y reconocer que el gran motor de esta industria es la descarbonización. Este objetivo debe estar reforzado por la incorporación de que la cooperación y el comercio de hidrógeno debe ser funcional al cumplimiento de los objetivos de la CMNUCC. Esto es muy importante para focalizar la estrategia nacional en el marco de la estrategia climática.

En la enumeración de los objetivos a los que esta norma debe promover aparecen algunos que son de muy corto plazo como otros que son de alcance mucho más lejano; desde la concreción de proyectos demostrativos y pilotos hasta la exportación de cantidades significativas de hidrógeno de origen renovable. En esta gama de objetivos se debe distinguir que el origen del hidrógeno irá progresando desde el hidrógeno gris -situación actual-, hacia el hidrógeno verde, pasando por opciones intermedias como puede ser el hidrogeno azul u otros para aprovechar oportunidades específicas y etapas transitorias.

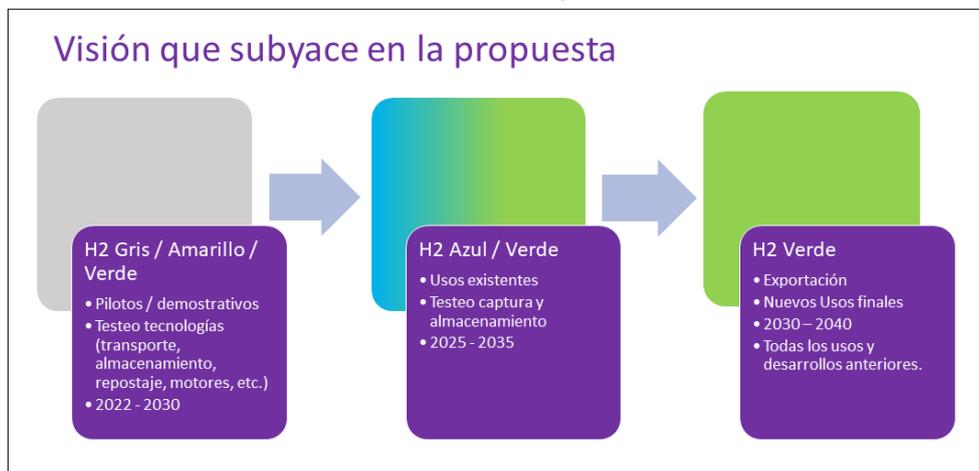
A grandes rasgos, es de suponer que habrá una primera etapa, durante los primeros años, en la que el hidrógeno gris cubre el 100% de los actuales usos y parte de este será el que se utilizará para muchas experiencias y puesta a punto de dispositivos y tecnologías de almacenamiento, distribución y algunos nuevos usos finales. Y una segunda etapa en la que comenzarán a escalar las aplicaciones de hidrógeno azul y verde en proyectos de mayores dimensiones y hacia escalas comerciales. Finalmente, una tercera etapa en la que la industria gana competitividad, escala y

---

<sup>86</sup> En la Ley de Cambio Climático de Chile (Ley 21.445) incorpora sus metas establecidas en las comunicaciones a la CMNUCC. Así mismo, la IEA toma en cuenta si los objetivos nacionales de neutralidad de emisiones son adoptados por instrumentos legales (ver Gráfico 12). En el año 2021 se presentó en el Senado de la Nación un proyecto modificatorio de la Ley de Cambio Climático (Ley Nacional 27.520) para incorporar las metas cuantificadas de neutralidad y las intermedias de las NDC en el texto legal (autoría de los senadores Gladys Gonzales y Esteban Bullrich).

aparecen acuerdos comerciales en los que la casi totalidad del hidrógeno será verde, permaneciendo algunas aplicaciones domésticas utilizando hidrógeno azul.

Gráfico 42 - Etapas del desarrollo del hidrógeno



Fuente: elaboración propia

En base a estos supuestos es que se utiliza la denominación de “hidrógeno de origen renovable” o simplemente “hidrogeno” a lo largo de los diferentes objetivos<sup>87</sup>. De este modo algunos objetivos se promoverán en base a tecnologías que utilizan el gris, y otros objetivos orientados a la producción de mayor escala y exportación se focalizarán en el verde. Es decir que, en todas las etapas de investigación, desarrollo, aplicaciones demostrativas, proyectos piloto y usos tradicionales se contempla el uso de un hidrógeno proveniente de diferentes fuentes. Para los usos en escalas de producción comercial, exportación y nuevos usos, la prioridad estará en el hidrógeno verde.

El marco regulatorio debe servir de respaldo a la estrategia de corto y mediano plazo que el Gobierno nacional debe desarrollar e implementar. Este plan u hoja de ruta debe ser la política concreta que haga posible alcanzar los diferentes objetivos enunciados en el artículo 3. Entonces, es lógico que una ley encomiende la explicitación de dicha estrategia y que la misma contenga indicadores y objetivos medibles para poder evaluar la eficacia de las políticas que se vayan implementado a cada etapa. A pesar de los antecedentes poco alentadores en materia de cumplimiento de metas, es muy necesario de revertir este antecedente para así dotar de previsibilidad y credibilidad a la política en materia de hidrógeno.

En el artículo 4 se expresan algunos objetivos y metas indicativas que deberían ser parte de la estrategia que deberá desarrollarse en la primera etapa del desarrollo, la que denominamos Estrategia Nacional del Hidrógeno 2030. Este artículo es necesario para que la ley brinde pautas lo más precisas posible al trabajo que debe planificar el Gobierno nacional.

Las metas cuantificadas que se proponen son a título indicativo y representen algunos valores que bien pueden ya estar establecidos por ley, siempre procurando que este marco normativo refleje un rumbo claro y preciso. La meta del 35% de consumo doméstico de origen renovable se sugiere en base a la estimación de una demanda a 2030 de 0,5 MtH<sub>2</sub>. Una producción 175.000 toneladas de hidrógeno verde requerirá una capacidad de electrolizadores de alrededor de

<sup>87</sup> Las definiciones precisas para su uso en la propuesta de ley aparecen en un artículo posterior.

2,2 GW, una cifra bastante menor que los 25 GW que se plantea Chile es su Hoja de Ruta 2030 y un poco mayor al objetivo de Uruguay de 2 GW.

Propuesta:

**CAPITULO II - OBJETIVOS**

**ARTICULO 3º.** — Los objetivos de la presente ley son los siguientes:

- a) *Contribuir a la descarbonización de la matriz energética y productiva nacional mediante el uso del hidrógeno de origen renovable, sea como vector energético o como insumo industrial.*
- b) *Desarrollar y fortalecer la estructura científico-tecnológica destinada a generar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables para la producción y uso a gran escala del hidrógeno de origen renovable.*
- c) *Promover la producción de hidrógeno de origen renovable tanto para satisfacer la demanda del mercado interno, así como su exportación, observando el cumplimiento de los compromisos ambientales asumidos por el país, en particular, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.*
- d) *Promover el uso y la exportación del hidrógeno de origen renovable o sus sub-productos, tales como fertilizantes, líquidos orgánicos, metanol y otros.*
- e) *Incentivar la aplicación de recursos tecnológicos y económicos que permitan la utilización del hidrógeno en proyectos demostrativos y de transferencia tecnológica.*
- f) *Incentivar la participación privada, pública y mixta en la producción y uso del hidrógeno propendiendo a la descarbonización de la matriz energética nacional, priorizando aquellos emprendimientos en donde el beneficio sea significativo en términos de desarrollo de la industria nacional, utilización de mano de obra local y captación de recursos humanos nacionales de alta especialización e innovación tecnológica.*
- g) *Promover la capacitación profesional y técnica de recursos humanos y el desarrollo de ciencia y tecnología en usos del hidrógeno, comprendiendo la realización de programas de promoción de emprendimientos de innovación tecnológica.*
- h) *Promover la cooperación internacional y regional, especialmente con los países que integran el MERCOSUR, en el campo de la generación y utilización del hidrógeno, mediante el intercambio de conocimientos científicos, técnicos y logísticos y el uso coordinado de infraestructura.*
- i) *Incentivar el desarrollo y la producción de equipamiento que permita la utilización, el almacenamiento y el transporte del hidrógeno como portador único o combinado de energía, incluyendo su uso como mezcla en la red de gas natural.*
- j) *Impulsar el desarrollo e industrialización de electrolizadores y celdas de combustibles para la generación de energía eléctrica a partir del hidrógeno y sustancias que lo contengan.*

- k) *Incentivar la utilización e integración del hidrógeno de origen renovable dentro del sistema eléctrico nacional.*
- l) *Fomentar la aplicación del hidrógeno de origen renovable en aplicaciones energéticas y no energéticas en reemplazo del uso de recursos fósiles.*
- m) *Impulsar la investigación y el desarrollo de tecnologías de almacenamiento masivo de hidrógeno y sistemas de distribución.*
- n) *Incentivar la producción industrial de combustibles y otros compuestos a partir del hidrógeno de origen renovable.*
- o) *Promover la vinculación y coordinación entre sectores del Estado nacional, de las provincias y los municipios, industrias, instituciones de investigación y desarrollo y universidades para el establecimiento, a nivel nacional y regional, de la industria del hidrógeno.*
- p) *Impulsar la investigación, el desarrollo de tecnologías y proyectos piloto de captura, almacenamiento y usos industriales del CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) atmosférico.*

**ARTICULO 4º.** — *El Poder Ejecutivo aprobará, en el término de un año de publicada la presente ley, la Estrategia Nacional del Hidrógeno 2030, la cual deberá elaborar con la participación pública requerida en el artículo 9º inciso b) de la presente ley. La misma incluirá metas que establezcan, al menos, objetivos referidos a:*

- a) *Capacidad de producción local de hidrógeno de origen renovable.*
- b) *Alcance en la cobertura de hidrógeno de origen renovable en sectores tales como transporte automotor de carga, transporte fluvial y transporte ferroviario.*
- c) *Volúmenes de hidrógeno de origen renovable para exportación.*
- d) *Porcentaje de consumo nacional de hidrógeno de origen renovable, alcanzando un mínimo del treinta y cinco por ciento (35%) para el año 2030.*

*Al elaborar el último informe trianual previsto en el artículo 9º inciso l) y teniendo en cuenta los objetivos climáticos de la República Argentina y los compromisos internacionales asumidos, la autoridad de aplicación incluirá una recomendación acerca de la necesidad o conveniencia de formular y establecer una estrategia para la década 2030-2040.*

### Capítulo III – Definiciones

En una ley de este tipo se hace necesario explicitar algunas definiciones de uso específico en la materia que se está regulando. El propósito de estas definiciones es evitar ambigüedades o interpretaciones confusas en el texto legal que se propone. Por lo tanto, las definiciones propuestas deben acotarse a las estrictamente necesarias, es decir, las que sirvan de apoyatura y clarificación en el texto propuesto.

En relación con los diferentes colores o tipos de obtención del hidrógeno, sólo se hace necesario definir el caso del “*hidrógeno de origen renovable*” y el “*hidrógeno de bajas emisiones*” comprendiendo en este último a todos los colores que puedan acreditar un determinado nivel de emisiones por unidad de hidrógeno puro producido. Este criterio permite una definición amplia en la que potencialmente ingresan múltiples tecnologías sin necesitar en hacer una lista restrictiva.

El límite que se propone de 2 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub> se basa en suponer para el caso del hidrógeno azul una captura lo suficiente como para que tenga sentido el despliegue de esta tecnología. En base a los valores descritos en el Gráfico 2 se asume una captura del 90% y un margen importante por emisiones fugitivas de metano en los ductos y la operación de pozos. Este parámetro podría quedar para ser determinado posteriormente por la autoridad de aplicación con la reglamentación de la norma, pero resultaría una señal importante que el texto de la ley manifieste un valor máximo para este parámetro.

Propuesta:

**CAPITULO III - DEFINICIONES**

**ARTICULO 5º.** — *A los fines de la presente ley se aplican las siguientes definiciones:*

- a) Vector de energía: Sustancia o dispositivo que almacena energía, pasible de liberarse en forma controlada, a través de un determinado proceso de transformación.*
- b) Celda de combustible o pila de combustible: Dispositivo electroquímico en el cual un flujo continuo de combustible y oxidante sufren una reacción química controlada, suministrando energía eléctrica y como residuo agua y calor.*
- c) Almacenamiento masivo: Acopio de hidrógeno a gran escala, superficial o subterráneo, realizado a partir de cualquier tecnología o infraestructura admisible para la autoridad competente.*
- d) Fuentes renovables: Son aquellas definidas por la ley 26.190 en su artículo 4.*
- e) Hidrógeno de origen renovable: Es el hidrógeno obtenido mediante la electrólisis del agua utilizando energía eléctrica provista por fuentes renovables.<sup>88</sup>*
- f) Hidrógeno fósil: Es el hidrógeno obtenido mediante procesos químicos a partir de combustibles fósiles.*
- g) Hidrógeno de bajas emisiones: Es el hidrógeno obtenido mediante procesos que puedan certificar emisiones menores a 2 kgCO<sub>2</sub>eq/kgH<sub>2</sub>.<sup>89</sup>*

**Capítulo IV – Beneficiarios**

Quiénes serán los beneficiarios del régimen de promoción es un aspecto muy importante, no sólo porque define quiénes serán los destinatarios del programa de estímulo y beneficios que la norma establece, también, sino que indica también el tipo de actividades que serán el foco de esos estímulos. Por eso se indica a los “*proyectos de inversión o de inversiones destinadas a la producción y uso de hidrógeno*”. Ello señala que no se trata de una ley destinada a la investigación sino a la producción. Se entiende que los organismos del sistema científico tecnológico deberán redirigir sus objetivos y proyectos hacia el hidrógeno en sus diferentes versiones, pero que ese

---

<sup>88</sup> Hidrógeno de origen renovable es lo que en la jerga común se denomina “hidrógeno verde”.

<sup>89</sup> El hidrógeno de bajas emisiones es lo que usualmente se denomina “Hidrógeno azul”, aunque también caen dentro de esta definición el hidrógeno rosa u otros que puedan acreditar que no superan un límite determinado de emisiones.

redireccionamiento o priorización se deberá realizar en base a sus propios mecanismos de planificación, adecuación presupuestaria y adopción de sus objetivos prioritarios.

Un elemento que se hace necesario integrar al régimen de promoción es la generación eléctrica como una etapa dentro de la producción de hidrógeno, particularmente en el caso del de origen renovable. Esta generación eléctrica está asociada al proceso de electrólisis, es decir, se trata de proyectos integrados y, por lo tanto, la etapa de producción de electricidad debe ser considerada como parte constitutiva del proceso de producción del hidrógeno de origen renovable.

En lo señalado anteriormente, se define claramente el ámbito de aplicación de la norma que se propone, el universo de los proyectos de inversión para proyectos ejecutivos, tanto sea de escala piloto como de escala industrial, siempre en la medida de que esos proyectos califiquen en los criterios para ser incluidos en lo que se denomina el “Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno” que deberá ser la puerta de entrada para ser beneficiario del régimen propuesto.

Las excepciones del artículo 7 son las usuales para este tipo de regímenes de promoción, y se trata de evitar otorgar beneficios a personas físicas o jurídicas que se encuentran con irregularidades en la justicia y por fuera del normal desempeño comercial. Se toma el modelo de previsiones existentes en el régimen de promoción de las energías renovables, en la Ley Nacional 26.190.

### Propuesta:

#### **CAPITULO IV - BENEFICIARIOS**

**ARTICULO 6º.** — *Serán beneficiarios del presente régimen las personas humanas domiciliadas en la República Argentina y/o las personas jurídicas constituidas en ella, o que se hallen habilitadas para actuar dentro de su territorio con ajuste a sus leyes, que sean titulares de proyectos de inversión o de inversiones destinadas a la producción, transporte, transformación, almacenamiento y uso de hidrógeno de origen renovable siempre que, habiéndose inscripto en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno, sean aprobados por la Autoridad de Aplicación como beneficiarios del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno.*

*A efectos de la aplicación del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno, el término “producción” incluye los proyectos de inversión y las inversiones destinadas a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que integran una unidad productiva con la planta de producción de hidrógeno.*

**ARTICULO 7º.** — *No podrán acogerse al presente régimen quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones:*

*a) Declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en las Leyes 19.551 y sus modificaciones, o 24.522, según corresponda.*

*b) Querrelados o denunciados penalmente por la entonces Dirección General Impositiva, dependiente de la ex Secretaría de Hacienda del entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, o la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción, con fundamento en las Leyes 23.771 y sus modificaciones o 24.769 y sus modificaciones, según corresponda, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.*

*c) Denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.*

*d) Las personas jurídicas en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros de consejos de vigilancia, o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.*

*El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos precedentes, producido con posterioridad al acogimiento al presente régimen, será causa de caducidad total del tratamiento acordado en el mismo.*

## **Capítulo V – Autoridad de Aplicación**

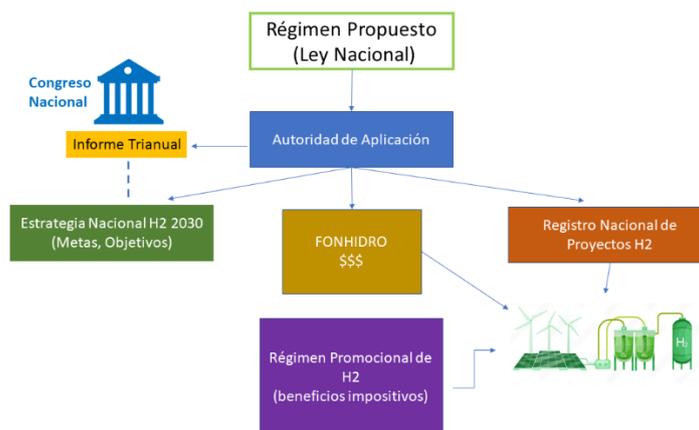
Lo usual en los últimos años es que la determinación de la Autoridad de Aplicación quede en manos del Poder Ejecutivo, si bien es de suponer que esta recaerá en el Ministerio de la Producción o la Secretaría de Energía. No se considera necesaria la creación de ninguna estructura gubernamental nueva para llevar adelante el régimen de promoción propuesto. Es de suponer que la Autoridad de Aplicación coordinará con otras áreas de gobierno los aspectos específicos de la Estrategia. Argentina cuenta con un organismo como la Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional<sup>90</sup> que bien pueden cumplir un rol similar al que cumple la CORFO en Chile o la agencia Uruguay XXI.

En la descripción de las funciones y atribuciones de esta Autoridad aparece la de elaborar la Estrategia Nacional de Hidrógeno 2030 (hoja de ruta); llevar adelante el Registro de Proyectos que califican para ser incluidos entre los beneficiarios del régimen de promoción; administrar el fondo específico que se crea asociado a este régimen (FONHIDRO); elaborar un informe trianual para elevar al Congreso de la Nación con el avance de la Estrategia Nacional.

---

<sup>90</sup> La Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional es la agencia nacional de promoción de exportaciones e inversiones dependiente de la Cancillería Argentina. Promueve las exportaciones y las inversiones en Argentina, acompañando a las PyMEs en su salida al mundo y facilitando proyectos de inversión productiva a lo largo del territorio nacional.

Gráfico 43 - Esquema del Marco Regulatorio de Promoción del hidrógeno



Fuente: elaboración propia

Propuesta:

**CAPITULO V – AUTORIDAD DE APLICACION**

**ARTICULO 8º.** — La Autoridad de Aplicación de la presente ley será determinada por el Poder Ejecutivo Nacional.

**ARTICULO 9º.** — Son funciones y atribuciones de la autoridad de aplicación:

- a) Entender en la política de desarrollo y utilización del hidrógeno como combustible, vector de energía y como insumo de procesos industriales.
- b) Asistir técnicamente al Poder Ejecutivo en la elaboración y aprobación de la Estrategia Nacional del Hidrógeno 2030, la cual elaborará con la participación de representantes del sector científico, académico y productivo con experiencia en la materia, incluyendo a los organismos provinciales especializados de todas aquellas jurisdicciones que adhieran a la presente ley.
- c) Llevar el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno, en el cual se inscribirán los postulantes al Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno que establece esta ley, y proceder a su evaluación.
- d) Aprobar los proyectos postulados mediante la inscripción en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno, notificando, en su caso, a los titulares de estos, la condición de beneficiarios del citado Régimen Promocional.
- e) Promover el desarrollo de tecnología en equipamiento y herramientas por parte de emprendimientos públicos, privados y mixtos, destinados a abastecer la industria del hidrógeno, preferentemente de origen renovable.
- f) Fomentar la realización de proyectos para el desarrollo de prototipos a escala laboratorio, banco, planta piloto y de escala industrial, que permitan desarrollar conocimiento sobre el uso del hidrógeno y sus aplicaciones.
- g) Desarrollar y ejecutar una política de penetración gradual en el uso del hidrógeno de origen renovable en el mercado local, orientado a maximizar la participación de las fuentes renovables en el mercado eléctrico.
- h) Desarrollar y establecer los criterios mediante los que se promoverá el ingreso al sistema eléctrico de la energía producida utilizando al hidrógeno como combustible.

- i) *Incentivar la inversión privada, pública y mixta en el uso de hidrógeno de origen renovable.*
- j) *Impulsar la celebración y ejecución de convenios de cooperación nacional e internacional con organismos públicos, privados, mixtos y organizaciones no gubernamentales especializadas con el objetivo de impulsar el desarrollo del hidrógeno, incluyendo a aquellos dirigidos al financiamiento, la integración regional y fiscal y el tratamiento diferencial.*
- k) *Promover la celebración de acuerdos de exportación a países que demanden importación de hidrógeno de origen renovable.*
- l) *Presentar al Honorable Congreso de la Nación un informe trianual sobre el cumplimiento de la Estrategia Nacional del Hidrógeno 2030 y los objetivos a corto, mediano y largo plazo, detallando las acciones y erogaciones efectuadas y a efectuar.*
- m) *Definir el marco normativo nacional, incluyendo estándares y protocolos de homologación de instalaciones y vehículos, que permitan asegurar el desarrollo, la conexión, la operación y el desmantelamiento de equipos en toda la cadena de valor del hidrógeno, con condiciones de seguridad y de impacto ambiental conformes a las normativas nacionales e internacionales vigentes.*
- n) *Aprobar las normas para la certificación del hidrógeno de origen renovable y del hidrógeno de bajas emisiones, teniendo en consideración su homologación con la normativa internacional vigente en la materia, como así también los requerimientos que deberán cumplir las instituciones que actuarán como certificadoras en el ámbito nacional.*
- o) *Fiscalizar el cumplimiento de las normas nacionales e internacionales aplicables en la tecnología del hidrógeno.*
- p) *Desarrollar y administrar un sistema de información de libre acceso sobre los usos, aplicaciones y tecnologías del hidrógeno.*
- q) *Administrar dentro de los límites que fije el Poder Ejecutivo, el Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO), conforme las disposiciones establecidas legalmente.*
- r) *Promover, sin perjuicio del régimen promocional contemplado en esta ley, otras medidas financieras y económicas para el fomento del hidrógeno.*
- s) *Intervenir en el juzgamiento y sanción de las infracciones a la presente ley de conformidad con lo establecido en el Capítulo VI.*

## **Capítulo VI – Infracciones y Sanciones**

En este caso también se toman las sanciones usuales que debe existir en todo régimen de promoción. La propuesta es adoptada del capítulo de sanciones establecido en la ley nacional 26.123 de promoción del hidrógeno. Se propone una actualización automática de los montos

previstos para las multas y utilizando como parámetro de actualización al índice UVA<sup>91</sup> (Unidad de Valor Adquisitivo). (Ley 26.123, 2006)

Propuesta:

**CAPITULO VI – INFRACCIONES Y SANCIONES**

**ARTICULO 10.** — *El incumplimiento de las disposiciones de la presente ley o de las reglamentaciones que en su consecuencia se dicten, provocará la restitución al fisco de los créditos fiscales oportunamente acreditados o devueltos o, en su caso, de los impuestos a las ganancias y a la ganancia mínima presunta ingresados en defecto, con más los respectivos intereses resarcitorios, no resultando a tales fines de aplicación el procedimiento dispuesto en los artículos 16 y siguientes de la ley 11.683 y sus modificaciones, todo ello sin perjuicio de las sanciones que pudieran corresponder por la comisión de otras conductas previstas en el Código Penal y leyes complementarias, y será sancionado, en forma acumulativa, con:*

*a) Apercibimiento;*

*b) Multa, la cual será establecida en Unidades de Valor Adquisitivo (UVA), entre un mínimo de mil quinientas (1500) unidades y un máximo de sesenta y cinco mil (65.000), según la cotización del Banco Central de la República Argentina al momento del dictado del acto administrativo que establezca la sanción.*

*c) Suspensión de la actividad de TREINTA (30) días hasta UN (1) año, según corresponda y atendiendo a las circunstancias del caso;*

*d) Cese definitivo de la actividad y la clausura de las instalaciones, según corresponda y atendiendo a las circunstancias del caso.*

**ARTICULO 11.** — *Las sanciones establecidas en el artículo anterior se aplicarán previa instrucción sumaria que asegure el derecho a la defensa, y se graduarán de acuerdo con la naturaleza de la infracción.*

*La reincidencia será tenida en cuenta a los efectos de la graduación de la sanción.*

**ARTICULO 12.** — *Las acciones para imponer sanciones por la presente ley prescriben a los CINCO (5) años contados a partir de la fecha en que se hubiere cometido la infracción o que la autoridad de aplicación hubiere tomado conocimiento de la misma.*

**ARTICULO 13.** — *Para la constatación, tramitación y sanción por incumplimiento a la presente ley, serán aplicables las normas establecidas en la Ley 19.549 de Procedimientos Administrativos.*

**Capítulo VII – Fondo**

Se adopta la constitución de un Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno, dando continuidad a esta idea que proviene la anterior, la Ley Nacional 26.123. La idea general sobre el régimen propuesto es que tenga el menor impacto fiscal posible, dada la crítica situación económica de la Argentina, que seguramente subsistirá durante los próximos años. La creación del Fondo no implica a priori una carga presupuestaria fija, sino que el Poder Ejecutivo definirá en cada ejercicio presupuestario y en función de las actividades que requiera la Estrategia Nacional.

---

<sup>91</sup> El valor UVA o Unidad de Valor Adquisitivo es una medida que equivale a la milésima parte del costo promedio de construcción de un metro cuadrado de vivienda. Es ajustable en función de la inflación (índice CER).

Este Fondo debe ser el canal a través del cual se pueda recibir recursos de cooperación internacional para los fines específicos que se proponen, básicamente financiar proyectos y actividades que, acorde a los objetivos de la Estrategia Nacional del Hidrógeno 2030 y los que se actualicen para la década 2030-2040, resulten seleccionados por la Autoridad de Aplicación.

Propuesta:

**CAPITULO VII - FONDO**

**ARTICULO 14.** — Créase el Fondo Nacional de Fomento del Hidrógeno (FONHIDRO).

*El mismo se integrará con:*

- a) La partida del Presupuesto de la Administración Nacional que fije anualmente el Congreso de la Nación y cuya cuantía reflejará el Poder Ejecutivo en el proyecto respectivo.*
- b) Los generados con su actividad, en la proporción que la reglamentación determine.*
- c) Préstamos, aportes, legados y donaciones de personas físicas y jurídicas, organismos e instituciones nacionales o internacionales, públicas o privadas.*
- d) Los importes correspondientes a la aplicación de las sanciones previstas en el Capítulo VI.*

**ARTICULO 15.** — Los recursos a que hace referencia el artículo anterior tendrán por finalidad financiar proyectos y actividades que, conforme a los objetivos de la Estrategia Nacional del Hidrógeno 2030 y los que se actualicen para la década 2030-2040, resulten seleccionados por la Autoridad de Aplicación de acuerdo a los criterios y procedimientos que establezca la reglamentación.

**ARTICULO 16.** — El Poder Ejecutivo establecerá la conformación, responsabilidades, funciones e incompatibilidades de las autoridades a cargo del Fondo.

**ARTICULO 17.** — Los gastos operativos y administrativos de dicho fondo no podrán superar en ningún caso el CINCO POR CIENTO (5%) del presupuesto anual asignado.

**Capítulo VIII – Régimen Promocional**

Para este capítulo en particular se han tomado como referencia algunos regímenes de promoción de inversiones que han resultado exitosos y que tienen similitudes con el hidrógeno en cuanto a la magnitud de inversiones requeridas y los tiempos asociados al desarrollo de sus proyectos. Se destacan en este sentido el denominado régimen de promoción minero (Ley Nacional 24.196) y sus actualizaciones. También resultan de utilidad tener en cuenta los mecanismos de promoción en las leyes de energías renovables (Ley 27.191 y Ley 27.424).

En primer lugar, se adopta el criterio de que todos aquellos proyectos aprobados por la Autoridad de Aplicación y que ingresaron en el Registro Nacional, gozarán de todos los beneficios de este régimen por un plazo de 20 años. En el régimen minero ese plazo es de 30 años.

## **Impuesto al Valor Agregado**

Cuando se realizan inversiones en equipamiento e infraestructura en la etapa inicial de los proyectos se paga el IVA, y ese monto se recupera cuando comienza la facturación en la etapa productiva del proyecto. Durante ese lapso que transcurre entre esa etapa inicial y la etapa productiva se produce un deterioro (devaluación) de ese crédito fiscal. Si el mismo se recupera de manera anticipada mejora notablemente la TIR del proyecto sin que eso signifique una pérdida para el fisco. Este mecanismo que se denomina “devolución anticipada de IVA” está prevista en la Ley Nacional 26.360, Promoción de Inversiones en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura. (Ley 26.360, 2008)

La Ley 26.360 instituye un régimen transitorio para el tratamiento fiscal de las inversiones en bienes de capital nuevos y se aplica aquí tanto para obras nuevas o ampliaciones de proyectos existentes. Se adoptó completamente la redacción que está contenida en la Ley 27.191, teniendo en cuenta que es el instrumento que ha resultado atractivo para motorizar las inversiones en el sector renovables.

Este beneficio requerirá, por parte de la Autoridad de Aplicación y de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) un compromiso severo en su cumplimiento, ya que la experiencia demuestra tanto la eficacia de la medida como así también las demoras en que ha incurrido el Estado a la hora de desembolsar la devolución del IVA. Las cámaras empresarias del sector han tenido que reiteradamente reclamar por el efectivo cumplimiento de esta medida de promoción. (Fenés, 2018)

## **Impuesto a las Ganancias**

Según la misma Ley Nacional 26.360 se establece que los beneficios de amortización acelerada para el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del IVA no serán excluyentes entre sí en el caso de proyectos de inversión cuya producción sea exclusivamente para el mercado de exportación y/o se enmarquen en un plan de producción limpia o de reconversión industrial sustentable, aprobado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Jefatura de Gabinete de ministros. En estos casos, los beneficiarios podrán darse en forma simultánea. Dada la naturaleza del presente régimen, se propone que en la propia letra de la ley quede claro que los dos beneficios se aplicarán simultáneamente.

La amortización acelerada mejora el desempeño financiero del proyecto al reducir el impacto de este impuesto en las etapas tempranas del proyecto. Como en otros instrumentos de promoción que se proponen, tienen un impacto mínimo en el fisco mínimo o prácticamente ninguna, ya que se trata de promover inversiones que de otro modo no se realizarían. En este caso se toman el formato que es utilizado en la ley de energías renovables con algunos ajustes propuestos por el propio sector renovable (CADER, 2022).

También se adopta, con la debida actualización de los textos normativos citados, la alternativa de extender los plazos para la Compensación de Quebrantos con Ganancias, tal como ya se había adoptado en la ley de renovables y extendiendo ese plazo a diez años. Ello resulta de interés que aparezca en este régimen para los actores de la industria renovable que hemos consultado. Lo mismo ocurre con la exención del Impuesto a las Ganancias a la distribución de dividendos adoptando idéntico criterio que en el caso de renovables (CADER, 2022).

La actual legislación limita la utilización de los quebrantos a 5 años, con lo cual podría darse el caso de una inversión productiva a largo plazo que en sus primeros ejercicios no arroje utilidades y, dependiendo las circunstancias y el contexto, quizás no logre compensar algún quebranto en el plazo previsto. Esto fue motivo de análisis en las propuestas de una reforma impositiva integra que luego no se logró. En tales iniciativas, el tratamiento de los quebrantos en el Impuesto a las Ganancias, se proponía modificar el plazo de absorción o compensación de los quebrantos, ampliándolo, en principio a 10 años a fin de estar a tono con legislaciones similares en países desarrollados o en desarrollo, manteniendo la posibilidad de ampliar dicho plazo e incluso eliminarlo. (Kacnelson, 2016)

Para el Impuesto a las Ganancias también se adoptó la alternativa de establecer un régimen específico basado en la reducción de la tasa del impuesto llevándola al 15%. En la actualidad, la alícuota de Ganancias oscila entre 25% al 35% dependiendo la escala de la empresa. Este enfoque sustentado por algunos especialistas en materia tributaria si bien puede parecer una propuesta rupturista, lo incluimos ya que algo similar en ese sentido ya fue adoptado en la Ley Nacional 27.506, “Régimen de Promoción de la Economía del Conocimiento”.<sup>92</sup> En esa norma no sólo se incluye en ese régimen de promoción a actividades vinculadas al software o la biotecnología, también abarca áreas como la industria aeroespacial y satelital, tecnologías espaciales o la ingeniería para la industria nuclear, lo que permite pensar que es razonable adoptarlo para este régimen. (Ley Nacional 27.506, 2019)

También es importante considerar que con el Impuesto a las Ganancias es posible enfatizar un beneficio para aquellos proyectos de inversión de alto riesgo o incertidumbre, adoptando un criterio similar al existente en el régimen minero para las inversiones en la etapa exploratoria (ítem 1.5). Esto resulta de enorme importancia para los próximos años, cuando el régimen debe impulsar a muchos proyectos piloto e iniciativas que no tendrán una rentabilidad previsible dada la incertidumbre en relación al perfil del mercado futuro.

### **Certificado Fiscal**

Uno de los mecanismos para convertir parte de las inversiones realizadas en un “subsidio” o un reembolso es emitiendo un certificado de crédito fiscal que pueda utilizarse para la cancelación de impuestos. Lo que se propone aquí, al igual que en muchos otros regímenes de promoción, es aplicarlo para la cancelación de impuestos nacionales cuya recaudación está a cargo de la Administración Federal. Se entiende que este mecanismo es valorado y de relativa simpleza para ser implementado.

Para este caso, como ya sucede con el régimen de energías renovables, el certificado fiscal se otorgará en función de la integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas de los proyectos, excluida la obra civil, y será aplicable al pago de saldos de declaraciones juradas y anticipos de los impuestos a las ganancias, al valor agregado (IVA) e internos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la AFIP.

---

<sup>92</sup> Este régimen fue modificado en 2020 por la Ley Nacional 27.506 que, entre otras modificaciones establece una reducción de la alícuota respecto a la vigente del 60% para micro y pequeñas empresas, 40% para empresas medianas y 20% para grandes empresas.

## Importaciones

Tomando los ejemplos de la minería y las energías renovables, se propone un régimen de exenciones a todos los gravámenes por importaciones de equipamiento para los proyectos beneficiarios. A diferencia del régimen de energías renovables, no se incluyen ningún tipo de condicionalidad en relación a la fabricación nacional de productos, entendiendo que este régimen procurar una drástica reducción de los costos de acceso al capital en una industria que no tiene aún un desarrollo local ni es posible predecir su evolución en el tiempo.

## Carga financiera del pasivo financiero

En este caso no se trata específicamente un beneficio fiscal. Se adopta una fórmula similar a la Ley Nacional 27.191 (Renovables) en relación con la deducción de la carga financiera del pasivo financiero. Esto es que podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad, los intereses y las diferencias de cambio originadas por la financiación del proyecto promovido por esa ley.

### Propuesta:

#### **CAPITULO VIII – REGIMEN NACIONAL DE PROMOCION DEL HIDROGENO**

**ARTICULO 18.** — Créase el Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno, que regirá con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley y las normas reglamentarias que en su consecuencia dicte el Poder Ejecutivo Nacional.

**ARTICULO 19.** — Los sujetos mencionados en el artículo 6º cuyos proyectos resulten beneficiarios del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno, gozarán, a partir de la fecha de aprobación del proyecto respectivo y por el plazo de 20 años contados desde la misma fecha, de los siguientes beneficios promocionales:

**1. Impuesto al Valor Agregado e Impuesto a las Ganancias.** En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la ley 26.360 y sus normas reglamentarias, que a estos efectos mantendrán su vigencia hasta la extinción del presente régimen, con las modificaciones establecidas a continuación:

1.1. Este tratamiento fiscal se aplicará a la ejecución de obras de infraestructura, incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que se correspondan con los objetivos del presente régimen, sean inversiones nuevas o que se integren a proyectos y plantas existentes alcanzadas por el presente régimen.

1.2. Los beneficios de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado no serán excluyentes entre sí, permitiéndose a los beneficiarios acceder en forma simultánea a ambos tratamientos fiscales.

1.3. El beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado se hará efectivo luego de transcurrido como mínimo un (1) período fiscal contado a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones y se aplicará respecto del Impuesto al Valor Agregado facturado a los beneficiarios por las inversiones que realicen hasta la conclusión de los respectivos proyectos dentro de los plazos previstos para la entrada en operación comercial de cada uno de los mismos.

1.4. Respecto del beneficio de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias por las inversiones comprendidas en el presente régimen, los beneficiarios que las realicen podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien, de acuerdo con las normas previstas en los

artículos 86 y 87, según corresponda, de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y sus modificaciones, o conforme al régimen que se establece a continuación:

1.4.1. En bienes muebles amortizables adquiridos, elaborados, fabricados o importados, como mínimo en dos (2) cuotas anuales, iguales y consecutivas.

1.4.2. En obras de infraestructura: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surja de considerar su vida útil reducida al cincuenta por ciento (50 %) de la estimada.

1.5. Los beneficiarios del presente régimen podrán deducir en el balance impositivo del Impuesto a las Ganancias el ciento por ciento (100%) de los montos invertidos en gastos de estudios especiales, ensayos, de planta piloto, de investigación aplicada y demás trabajos destinados a determinar la factibilidad técnico-económica de los mismos.

Las deducciones referidas en el presente artículo podrán efectuarse sin perjuicio del tratamiento que, como gasto o inversión amortizable, les corresponda de acuerdo a la ley de Impuesto a las Ganancias.

**2. Compensación de quebrantos con ganancias.** A los efectos de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley de Impuesto a las Ganancias (t.o. 2019) y sus modificaciones, por los beneficiarios del presente régimen, el período para la compensación de los quebrantos previsto en la norma citada se extiende a diez (10) años. Los mismos deberán actualizarse conforme lo establezca la reglamentación.

**3. Tasa reducida del Impuesto a las Ganancias.** Los beneficiarios del presente Régimen quedarán alcanzados por el Impuesto a las Ganancias en la alícuota reducida del quince por ciento (15%), en la medida en que mantengan su nómina de personal en los términos y condiciones que establezca la reglamentación.

Con respecto a las alícuotas establecidas en el primer párrafo del tercer artículo agregado a continuación del 90 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, deberá estarse a lo dispuesto en dicha norma.

El presente beneficio será de aplicación para los ejercicios fiscales que se inicien con posterioridad a la fecha de inscripción del beneficiario en el mencionado registro.

**4. Certificado fiscal.** Los beneficiarios del presente régimen que en sus proyectos de inversión acrediten fehacientemente un sesenta por ciento (60%) de integración de componente nacional en las instalaciones electromecánicas, excluida la obra civil, o el porcentaje menor que acrediten en la medida que demuestren efectivamente la inexistencia de producción nacional —el que en ningún caso podrá ser inferior al treinta por ciento (30%)—, tendrán derecho a percibir como beneficio adicional un certificado fiscal para ser aplicado al pago de impuestos nacionales, por un valor equivalente al veinte por ciento (20%) del componente nacional de las instalaciones electromecánicas —excluida la obra civil— acreditado.

A partir de la entrada en operación comercial, los sujetos beneficiarios podrán solicitar a la Autoridad de Aplicación, en los plazos y de acuerdo con el procedimiento que se establezca al efecto, la emisión del certificado fiscal, en la medida en que acrediten el porcentaje de componente nacional efectivamente incorporado en el proyecto.

El certificado fiscal contemplado en este inciso será nominativo y podrá ser cedido a terceros una única vez. Podrá ser utilizado por los sujetos beneficiarios o los cesionarios para el pago de la totalidad de los montos a abonar en concepto de Impuesto a las Ganancias, Impuesto al Valor Agregado, Impuestos Internos, en carácter de saldo de declaración jurada y anticipos, cuya recaudación se encuentra a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos.

**5. Importaciones.** Estarán exentos del pago de los derechos a la importación y de todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, con exclusión de las demás tasas retributivas de servicios, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales o parte o elementos componentes de dichos bienes, y de los insumos determinados por la autoridad de aplicación, que fueren necesarios para la ejecución de actividades comprendidas en el presente régimen.

*Las exenciones o la consolidación de los derechos y gravámenes se extenderán a los repuestos y accesorios necesarios para garantizar la puesta en marcha y desenvolvimiento de la actividad, las que estarán sujetas a la respectiva comprobación del destino, el que deberá responder al proyecto que motivó dichos requerimientos.*

*Los bienes de capital, partes, accesorios e insumos que se introduzcan al amparo de la liberación de los derechos y gravámenes precedentemente establecida, sólo podrán ser enajenados, transferidos o desafectados de la actividad objeto del permiso, una vez concluido el ciclo de la actividad que motivó su importación o su vida útil si fuera menor. En caso de ser reexportada o transferida a una actividad no comprendida en el presente régimen deberá procederse al pago de los derechos, impuestos y gravámenes que correspondan a ese momento.*

*La autoridad de aplicación establecerá las prácticas que garanticen el cumplimiento de las disposiciones del presente inciso.*

*Lo expresado en los párrafos precedentes será también de aplicación en los casos en que la importación de los bienes se realice por no inscriptos en este régimen para darlos en leasing comercial o financiero, a inscriptos en el mismo, en las condiciones y con los alcances que establezca la autoridad de aplicación.*

**6. Beneficio no Fiscal. Deducción de la carga financiera del pasivo financiero.** *A los efectos de la aplicación del artículo 94 inciso 5) y artículo 206 de la ley 19.550 y sus modificatorias, podrán deducirse de las pérdidas de la sociedad los intereses y las diferencias de cambio originados por la financiación del proyecto promovido por esta ley.*

La estabilidad fiscal es un instrumento clave para otorgar a los proyectos previsibilidad frente a los constantes cambios en la economía y la política. Es muy importante eliminar al máximo posible las incertidumbres que generan una gran adversidad para realizar inversiones de largo plazo. Recordemos que, naturalmente, estamos hablando de proyectos con un muy alto grado de incertidumbre durante estos próximos años y de un mercado que suponemos será extremadamente competitivo, por lo que se deberá generar condiciones que minimicen al máximo las incertidumbres y generen confianza. Un buen ejemplo de lo que debería lograr esta norma es la estabilidad alcanzada por el régimen de promoción de las inversiones mineras, razón por la cual se toma íntegramente su articulado adaptado al contexto del hidrógeno y su industria.

Tenemos algunos ejemplos que ponen de manifiesto algunas de las arbitrariedades que esta norma debe neutralizar. Recordemos el intento de algunas provincias de comenzar a cobrar tributos a las energías renovables una vez que los proyectos estaban en su fase de construcción u operación. El primer caso se dio en La Rioja en el año 2017, cuando autoridades de esa provincia solicitaron imponer un “tributo al sol” a los parques solares que ya estaban en construcción y que habían logrado su contrato en el programa Renovar. El reclamo logró paralizar la construcción de un parque solar en la localidad de Nonogasta, debido al amparo que se presentó ante la Justicia. Finalmente, las autoridades provinciales desistieron de esa idea (Telam, 2017).

Recordemos que, previendo planteos de esa índole, la Ley 27.191 estableció en su artículo 17 que el acceso y la utilización de las fuentes renovables de energía no estarán gravados o alcanzados por ningún tipo de tributo específico, canon o regalías, sean nacionales, provinciales o municipales. Aun así, aparecieron intentos bajo otros formatos, tal es el caso de Puerto Madryn, en Chubut. Luego de varios planteos que se realizaron en esa provincia con la idea del “impuesto al viento”, el Consejo Deliberante de Puerto Madryn decidió extender su ejido municipal hasta abarcar a plantas eólicas ya en funcionamiento y comenzar a cobrarles una tasa en función de la producción eólica. Según la Cámara Eólica Argentina se trató de un avance jurisdiccional ilegítimo por parte de los municipios, en franca vulneración de la legislación nacional. (CEA, 2021)

También la Ley 27.191 previó en su artículo 13 que los proyectos renovables podrán trasladar al precio pactado en los contratos de abastecimiento de energía si se introduce algún tipo de modificación en mayores costos derivados de incrementos de impuestos, tasas, contribuciones o cargos nacionales, provinciales, municipales producidas con posterioridad a la celebración de dichos contratos. Todas estas previsiones se tomaron para darle mayor seguridad jurídica y estabilidad a los proyectos renovables. Finalmente, la Cámara Federal de Apelaciones de Comodoro Rivadavia suspendió el “Impuesto al Viento” que estaba cobrando el municipio de Puerto Madryn hasta que haya una sentencia definitiva. El fallo se dio a partir de una queja del grupo alemán Nordex, al que esa ciudad le exigía más de \$38 millones en concepto de “tasa municipal por habilitación, inspección, seguridad e higiene y control ambiental”. (Medinilla, 2022)

Es así que se ha tomado como referencia al régimen más ambicioso en esta materia, la Ley de Inversión Minera, sancionada en el año 1993 y atendiendo a los antecedentes citados más arriba, se propone incorporar en las disposiciones finales que aquellas provincias que estén interesadas en el desarrollo de la actividad industrial del hidrógeno deban adherir a este régimen y, a su vez, invitar a sus respectivas municipalidades a sancionar las normas legales pertinentes. Recordemos que el Congreso de la Nación tiene facultad para regular cuestiones que son competencia exclusiva de las provincias, esto se lleva a cabo con la sanción de leyes de adhesión que solo son aplicables a las jurisdicciones provinciales en la medida que ellas ratifiquen la ley nacional.

### Propuesta:

*ARTICULO 20. — Los emprendimientos destinados a la producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno de origen renovable comprendidos en el presente régimen gozarán de estabilidad fiscal por el término de veinte (20) años contados a partir de la fecha de inscripción en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno.<sup>93</sup>*

#### *1. La estabilidad fiscal:*

*1.1. Alcanza a todos los tributos, entendiéndose por tales los impuestos directos, tasas y contribuciones impositivas, que tengan como sujetos pasivos a los beneficiarios del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno, así como también a los derechos, aranceles u otros gravámenes a la importación o exportación.*

*1.2. Significa que los proyectos e inversiones aprobados por la Autoridad de Aplicación como beneficiarios del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno no podrán ver incrementada su carga tributaria total, considerada en forma separada en cada jurisdicción determinada al momento de la inscripción del proyecto en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno, en los ámbitos nacional, provinciales y municipales, que adhieran a esta ley.*

*1.3. Comprende a los emprendimientos nuevos y a las actividades existentes con anterioridad a la reglamentación de esta ley, aprobados por la Autoridad de Aplicación como beneficiarios del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno.*

*2. Por incremento de la carga tributaria total, y en atención a las pertinentes normas legales vigentes a la fecha de inscripción del proyecto en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno, se entenderá a aquel que pudiere surgir en cada ámbito fiscal, como resultado de los actos que se enuncian en el párrafo siguiente y en la medida que sus efectos no fueren compensados en esa misma jurisdicción por supresiones y/o reducciones de otros gravámenes y/o modificaciones normativas tributarias que resulten favorables para el contribuyente.*

---

<sup>93</sup> Se propone inicialmente un plazo mínimo de la estabilidad fiscal por 20 años, aunque dicho plazo podría ser mayor atendiendo a la extensión temporal del desarrollo de los proyectos y a la vida útil de los mismos.

2.1. En la medida que se trate de tributos que alcanzaren a los beneficiarios del presente régimen como sujetos de derecho, los actos precedentemente referidos son los siguientes:

2.1.1. La creación de nuevos tributos.

2.1.2. El aumento en las alícuotas, tasas o montos.

2.1.3. La modificación en los mecanismos o procedimientos de determinación de la base imponible de un tributo, por medio de las cuales se establezcan pautas o condiciones distintas a las que se fijaban al momento en que el beneficiario fue inscripto en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno y que signifiquen un incremento en dicha base imponible. Se encuentran comprendidas en este inciso:

2.1.3.a. La derogación de exenciones otorgadas.

2.1.3.b. La eliminación de deducciones admitidas.

2.1.3.c. La incorporación al ámbito de un tributo, de situaciones que se encontraban exceptuadas.

2.1.3.d. La derogación o aplicación de otras modificaciones normativas, generales o especiales, en la medida que ello implique:

2.1.3.d.1. La aplicación de tributos a situaciones o casos que no se hallaban alcanzados a la fecha de presentación del estudio de factibilidad.

2.1.3.d.2. El aumento de un tributo con una incidencia negativa para el contribuyente en la cuantificación de lo que corresponde tributar.

3. En los pagos de intereses a entidades y organismos financieros del exterior, comprendidos en el título V de la Ley de Impuestos a las Ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, la estabilidad fiscal también alcanza: i) al incremento en las alícuotas, tasas o montos vigentes y, ii) a la alteración en los porcentajes y/o mecanismos de determinación de la ganancia neta presunta de fuente argentina, cuando las empresas acogidas al régimen de esta ley, hubieran tomado contractualmente a su cargo el respectivo gravamen.

Las normas señaladas en el párrafo anterior también serán aplicables, para el gravamen tomado a su cargo por los beneficiarios del Régimen Promocional cuando paguen intereses por créditos obtenidos en el exterior para financiar la importación de bienes muebles amortizables, excepto automóviles.

4. No se encuentran alcanzadas por la estabilidad fiscal ni resultarán violatorias de la misma:

4.1. Las modificaciones en la valuación de los bienes, cuando tal valuación sea la base para la aplicación y determinación del gravamen.

4.2. La prórroga de la vigencia de las normas sancionadas por tiempo determinado, que se hallen en vigor al momento de obtenerse la estabilidad fiscal.

4.3. La caducidad de exenciones, excepciones u otras medidas dictadas por tiempo determinado, y que la misma se produzca por la expiración de dicho lapso.

4.4. La incorporación de cualquier tipo de disposición tributaria por medio de las cuales se pretendan controlar, verificar o evitar acciones, hechos o actos, a través de los cuales los contribuyentes puedan disminuir de manera indebida y/o deliberada — cualquiera sea su metodología o procedimiento— la base de imposición de un gravamen.

4.5. Los aportes y contribuciones con destino al Sistema Único de Seguridad Social y los impuestos indirectos.

5. A los fines del presente artículo resultarán asimismo de aplicación las siguientes disposiciones:

5.1. *Estará a cargo de los sujetos beneficiarios de la estabilidad fiscal que invoquen que ella ha sido vulnerada, justificar y probar en cada caso — con los medios necesarios y suficientes— que efectivamente se ha producido un incremento en la carga tributaria en el sentido y con los alcances emergentes de las disposiciones de este artículo. Para ello deberán efectuar sus registraciones contables separadamente de las correspondientes a sus actividades no comprendidas por la estabilidad fiscal, adoptar sistemas de registración que permitan una verificación cierta y presentar al organismo fiscal competente los comprobantes que respalden su reclamo, así como cumplir toda otra forma, recaudo y condiciones que establezca la autoridad de aplicación de esta ley.*

5.2. *A los sujetos beneficiarios les resultarán de aplicación las disposiciones normativas a través de las cuales se disminuya la carga tributaria.*

6. *Lo dispuesto en el presente artículo será también aplicable a los regímenes cambiario y arancelario, con exclusión de la paridad cambiaria y de los reembolsos, reintegros y/o devolución de tributos con motivo de la exportación.*

7. *La compensación de aumentos tributarios y arancelarios con reducciones de los mismos conceptos, para determinar si se ha producido en el mismo ámbito jurisdiccional un incremento de la carga tributaria total, se realizará por cada emprendimiento alcanzado por la estabilidad fiscal y por cada ejercicio fiscal vencido, entendiéndose, en todos los casos el que corresponde a la empresa para el impuesto a las ganancias, en la forma y condiciones que establezca la autoridad de aplicación.*

8. *La autoridad de aplicación deberá dictar todas las normas complementarias que sean conducentes para la mejor aplicación de las disposiciones del presente artículo.*

**ARTICULO 21.** — *La Autoridad de Aplicación emitirá un certificado con las contribuciones tributarias y tasas aplicables a cada proyecto, tanto en el orden nacional como provincial y municipal, vigentes al momento de la inscripción en el Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno, que remitirá a las autoridades impositivas respectivas.*

**ARTICULO 22.** — *Cualquier alteración al principio de estabilidad fiscal, enunciado en la presente ley, por parte de las provincias y municipios que adhieran a la misma, dará derecho a los inscriptos perjudicados a reclamar ante las autoridades nacionales o provinciales, según correspondiera, que se retengan de los fondos coparticipables que correspondan al fisco incumplidor, los montos pagados en exceso, para proceder a practicar la devolución al contribuyente.*

**ARTICULO 23.** — *Los beneficios del Régimen Nacional de Promoción del Hidrógeno alcanzarán tanto a los proyectos nuevos como a aquellos proyectos iniciados o en operación en forma previa a la reglamentación de esta ley, siempre que hayan sido aprobados conforme el artículo 4.*

**ARTICULO 24.** — *En todo lo no previsto en esta ley y en especial a lo atinente al Capítulo VII, serán de aplicación las disposiciones de la Ley 11.683, texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, de la ley de impuesto al valor agregado, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones, y de la ley de impuesto a las ganancias, texto ordenado en 1997 y sus modificaciones.*

Una de las grandes trabas al desarrollo económico que posee Argentina y que afecta particularmente a aquellos sectores donde el capital e inversión extranjera suelen ser determinante, es el denominado “cepo al dólar” o las restricciones cambiarias. Las restricciones a la compra y venta de divisas y a la disponibilidad para realizar envíos al exterior o el ingreso han ido variado a lo largo de la historia argentina. En los años recientes, desde 2011 hasta hoy, con variaciones y breves lapsos de libre disponibilidad, han existido diferentes tipos de “cepos” o restricciones cambiarias.

La inversión extranjera directa se origina fundamentalmente en los aportes de fondos de las casas matrices de las empresas de capitales externos radicadas en el país y pedidos de préstamos

en el extranjero. Pero desde que se impuso el cepo cambiario, por ejemplo, se imposibilitó el pago de dividendos y rentas a las casas matrices, debiendo las empresas a reinvertir en el mercado local, por lo general, en inversiones inmobiliarias.

La imposibilidad de girar divisas, la falta de acceso a dólares para ahorro y el no poder importar insumos para la producción y para la modernización del capital productivo, hicieron que en lugar de fortalecerse la capacidad productiva y la competitividad de sus productos, las empresas optaran por colocar sus utilidades en inversiones inmobiliarias como mecanismo de protección de activos. Es decir, el cepo cambiario termina siendo una traba al desarrollo, no permitiendo la modernización del sector industrial. (Badosa, 2015)

Esta es la razón por la que, en los últimos meses, y frente a una situación de ahogo generalizado de la actividad económica, se comenzaron a tratar diversos regímenes para destrabar las dificultades cambiarias y otorgarle libre disponibilidad de divisas a un grupo de actividades comerciales. Para el régimen que se propone resulta imprescindible asegurar que la actividad enmarcada dentro de la Estrategia Nacional del Hidrógeno tendrá libre disponibilidad de divisas.

Propuesta:

*Artículo 25. — Los proyectos que hayan sido incorporados al Registro Nacional de Proyectos de Hidrógeno y que por lo tanto se conviertan en beneficiarios de este Régimen de Promoción no tendrán la obligación del ingreso y negociación en el mercado de cambios de las divisas provenientes de la exportación de sus productos como así también de las divisas provenientes de financiamientos externos para el desarrollo de sus emprendimientos productivos.*

## Capítulo IX – Disposiciones Finales

Finalmente, se establecerán algunas previsiones de forma acerca del momento en el cual comienza a tener vigencia legal el régimen propuesto y la invitación a la adhesión de las provincias en los términos que se comentó más arriba, reforzando así la estabilidad fiscal principalmente.

Por último, se deroga la antigua Ley 26.123 de promoción del hidrógeno, entendiendo que este régimen reemplaza en su totalidad a las disposiciones anteriormente vigentes, de este modo no existen riesgo de superposición de normas y brinda mayor claridad jurídica.

Propuesta:

### **CAPITULO IX - DISPOSICIONES FINALES**

*ARTICULO 26. — El régimen dispuesto por la presente ley tendrá una vigencia de veinte (20) años a contar desde el 1° de enero del año siguiente al que se expida el decreto reglamentario de la misma.*

*ARTICULO 27. — Invítase a las provincias, sus municipios y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir al presente régimen, adoptando en el ámbito de sus respectivas competencias y jurisdicciones, criterios y beneficios fiscales similares a los promovidos por la presente ley.*

**ARTICULO 28.** — *Las disposiciones de la presente ley entrarán en vigencia el día de su publicación en el Boletín Oficial.*

**ARTICULO 29.** — *El Poder Ejecutivo reglamentará la presente ley dentro de los NOVENTA (90) días contados a partir de su promulgación.*

**ARTICULO 31.** — *Abrogase la Ley 26.123.*

**ARTICULO 32.** — *Comuníquese al Poder Ejecutivo.*

## 10. Conclusiones

El mercado internacional del hidrógeno tiene altas chances de comenzar a desplegarse a partir de la próxima década y los intercambios serán, mayoritariamente, para satisfacer la demanda de hidrógeno “verde”. El tamaño de este mercado global es aún incierto, pero promete ser interesante para aquellos países con buenos recursos renovables que pretendan convertirse en potenciales proveedores internacionales de este hidrógeno.

Argentina posee las condiciones naturales para ser un productor de hidrógeno verde de gran escala, aunque ello no será suficiente para que el país sea un productor competitivo. Es necesario que a la vez mejore considerablemente su desempeño macroeconómico de manera tal que se reduzcan los costos financieros para el desarrollo de las inversiones necesarias.

Si bien la mayor parte de los pronósticos sugieren que la demanda internacional se focalizará en hidrógeno verde esto no quiere decir que otras opciones, como el azul, no deben ser tenidas en cuenta y priorizadas en una futura hoja de ruta local. En primer lugar, la reconversión de la demanda actual de hidrógeno gris será muy probablemente a través de la incorporación de tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Esta reconversión industrial es un proceso muy importante que demandará inversiones y representa una parte importante en la política de transición nacional. Es decir, la transformación de la actual demanda de hidrógeno gris a un hidrógeno de bajas emisiones serán los pasos a dar en los próximos años.

En vinculación con lo anterior, la existencia de un enorme recurso gasífero como el existente en la zona de Vaca Muerta y que potencialmente su explotación puede ser de muy bajo costo, hace que existan justificadas expectativas en torno a ser proveedores también de hidrógeno azul. Como sucede en varios planos de análisis del mercado del hidrógeno, hay todavía incertidumbre acerca de la futura evolución de los costos de las tecnologías de captura y almacenamiento, así como los costos de infraestructura de producción y transporte del hidrógeno. Esto abre diferentes escenarios en los cuales cabe pensar que el hidrógeno azul tenga un rol importante aún para los intercambios comerciales globales.

Un plan de desarrollo del hidrógeno en Argentina despierta, además, la expectativa de poder utilizar la extensa red de transporte de gas natural tanto en la posibilidad de realizar un *blending* de gas natural e hidrógeno o directamente en la transformación de los actuales gasoductos en ductos de hidrógeno. Estas opciones deben ser contempladas en el marco normativo como en la hoja de ruta, aunque, como ocurre con otras estrategias, su viabilidad dependerá de la evolución de los costos propios y de sus alternativas. Tanto la exploración del desarrollo del hidrógeno azul, así como la utilización de la infraestructura gasífera (ductos, pozos depletados), son acciones que deberán ser analizadas como parte del proceso de transición que parte de una economía fósil muy bien desarrollada en el país. En este punto debe atenderse a la particularidad local y las consideraciones que se realizaron al referirnos a la definición de “transición justa”.

Las condiciones macroeconómicas, la estabilidad política y la seguridad jurídica son la clave para que la Argentina pueda poner en valor sus condiciones naturales para producir a gran escala, tanto hidrógeno verde como azul. El mercado del hidrógeno promete ser extremadamente competitivo, ya que son muchas las regiones del planeta con abundantes recursos eólicos y solar y, en muchos casos, más cercanas a los grandes centros de consumo. Los que determinará en buena

medida la competitividad es el “costo país”. En definitiva, si existen condiciones favorables para las inversiones de largo plazo y si se ofrece estabilidad política y económica.

El mundo ha ingresado en una fase en que la transición energética comienza a asociarse a la seguridad energética. Todo indica que esos serán los dos drivers que determinarán las políticas energéticas y la geopolítica en los próximos años. La seguridad energética es un concepto que había caído en desuso desde hacía ya un tiempo y que ahora resulta revalorizado luego de la invasión de Ucrania por parte de Rusia. La guerra ha puesto abruptamente en escena nuevamente a la necesidad de tener un acceso seguro a la energía.

Este panorama hace aún más compleja la inserción en el mercado del hidrógeno, ya que la Argentina no sólo tendrá que alcanzar competitividad económica, sino que también tendrá que convertirse en proveedora confiable para sus comparadores. La incipiente geopolítica del hidrógeno indica que nos dirigimos hacia mercados mucho más regionalizados o canalizados a través de fuertes vínculos políticos o estratégicos. Más que un mercado de vendedores y compradores, este se desarrollará a través de vínculos entre países que se asocian.

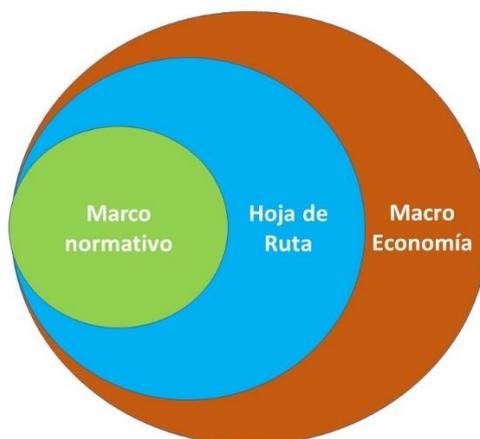
En este sentido, lo que Argentina tiene por delante es una tarea enorme. Debe mejorar drásticamente su performance económica, tener una política exterior confiable y estable y adoptar una hoja de ruta creíble en torno al hidrógeno verde. Bajo estas condiciones es que existen chances de que el país se haga de un lugar en el futuro mercado internacional del hidrógeno.

La tarea que Argentina tiene por delante se compone de dos grandes capítulos: el primero incluye, el ordenamiento de la macroeconomía; el diseño de planes de largo plazo para mejorar sustancialmente las variables económicas; la implementación de una política exterior creíble; y un desempeño económico doméstico sin grandes turbulencias ni discontinuidades; el segundo capítulo es todo lo que se vincula a la política sectorial en materia de hidrógeno, la tarea específica en relación a la política industrial en torno al hidrógeno.

Dentro del segundo capítulo orientado al desarrollo del hidrógeno, la clave es aprobar un marco regulatorio que de las señales claras y necesarias acerca de cuál es el rumbo que se tomará, que permita dotar al sector de ciertas reglas favorables y genere un impulso inicial al desarrollo del hidrógeno verde. Un nuevo marco regulatorio dará la mayor jerarquía institucional a las condiciones marco de la política del hidrógeno, algo que es esencial para el corto y mediano plazo. A partir de allí se deberá diseñar un plan, una hoja de ruta para la presente década, que deberá estar concentrada en el objetivo del hidrógeno verde, en el establecimiento de metas bien definidas para el 2030 y en el despliegue de una diplomacia global del hidrógeno, de la cual Argentina ha estado ausente hasta ahora.

Es preciso que los tomadores de decisión en materia de política pública establezcan claramente un conjunto de reglas y normas que deben ensamblarse con coherencia y de manera virtuosa: por un lado, el marco regulatorio; seguidamente, la estructuración de una Hoja de Ruta que establezca una estrategia de corto plazo con prioridades bien definidas; y al mismo tiempo, el compromiso y conducta para equilibrar una macroeconomía que debe ubicarse en condiciones homologables al resto de los países que serán parte de la economía del hidrógeno. En resumen, el ordenamiento macroeconómico, el marco regulatorio y la hoja de ruta + diplomacia del hidrógeno son las tres esferas de decisión clave. Cada una de ellas tiene su ámbito de aplicación, su alcance y su propio nivel de esfuerzo, y si bien cada una de ellas es necesaria, sólo el conjunto puede ser suficiente.

Gráfico 44 - Condiciones necesarias para el desarrollo del hidrógeno



El gráfico anterior sintetiza el esfuerzo que la Argentina debe realizar para que a las oportunidades que presenta el futuro mercado del hidrógeno pueda acoplarse al enorme potencial en materia de recursos naturales del país. Si a esto le sumamos el gran potencial en materia de recursos humanos y el desarrollo local de capacidades tecnológicas, el hidrógeno verde puede ser una gran oportunidad para el país.

Las medidas propuestas en el proyecto de ley constan de dos aspectos: algunas son indicativas o directrices acerca del horizonte y la orientación en que deberá darse la política pública; y las demás medidas son de carácter fiscal. Las primeras se reflejan básicamente en los objetivos propuestos y en el mandato para diseñar la Estrategia Nacional de Hidrógeno; las segundas, en los capítulos dedicados al régimen tributario y la estabilidad fiscal. Se entiende que las contribuciones en materia de subsidios económicos por parte del Estado serán casi inexistentes, por eso la creación del fondo (FONHIDRO) prevé la posibilidad de diferentes fuentes de financiamiento.

Dada la relevancia del tema y lo estratégico que resulta para la Argentina poder ser parte de la economía global del hidrógeno, entendemos que se justifica el gasto tributario<sup>94</sup> en el que incurrirán el Estado nacional y de las provincias durante el período de vigencia del régimen promocional. La declaración de “interés nacional” intenta señalar que el régimen que se propone estaría justificado por la trascendencia de la materia que se legisla y promueve. Estamos ante un caso de una política de incentivos que podemos suponer costo-efectiva, ya que los beneficios que producirán, tanto económicos como sociales y ambientales, superan a los costos que generará, los cuales incluyen desde un costo fiscal por la pérdida de recaudación hasta efectos en la eficiencia, equidad y transparencia en los mercados.

Toda política de promoción de actividades económicas focalizadas en sectores específicos introduce elementos que distorsionan el funcionamiento de la economía en general y representan inequidades en relación con otras actividades económicas. Este riesgo se trata de minimizar en esta propuesta procurando que las herramientas de promoción estén basadas en los gastos de inversión de las empresas, es decir, se premia la inversión de riesgo y el emprendimiento en un campo donde las incertidumbres comerciales son aún muy importantes.

<sup>94</sup> Los gastos tributarios son los ingresos que el fisco deja de percibir debido a la aplicación de franquicias o regímenes impositivos especiales que buscan favorecer o estimular a determinados sectores, actividades, regiones o agentes de la economía.

La propuesta normativa es la base sobre la cual se debe estructurar la Estrategia Nacional. Pensemos que la norma, por más sofisticada que se la pueda imaginar, tan sólo nos puede proveer de dos grandes elementos: a) una guía hacia donde se debe enfocar la política pública; y b) un conjunto de incentivos y medidas tributarias que generen condiciones lo más atractivas posibles para las inversiones en el sector.

El norte de política pública que establece la norma se encuentra definido en los artículos iniciales del proyecto. Allí se establece como objetivo central desarrollar el hidrógeno verde, sin que esto implique ignorar las oportunidades que sin duda existen en base a otras tecnologías en las etapas intermedias del desarrollo de la industria del hidrógeno. El objetivo traza una directriz para que se establezcan las sucesivas estrategias u hojas de ruta, las que también son encomendadas por la norma.

Esta definición genérica no es menor a la luz de lo que hemos descripto como discontinuidades y ausencia de políticas de largo plazo en la Argentina, es decir que es importantes ser claros en este sentido, puesto que en el país existen diversos sectores que, comprensiblemente, pujarán por ocupar centralidad en este desarrollo, esto desde el importante sector del gas como el no menos influyente sector nuclear. La ley o la política pública, sin perder las oportunidades que cada uno de esos sectores pueda presentar, deben enfocarse en el hidrógeno verde.

Es importante que, si se plantea un nuevo régimen de promoción industrial, en este caso para el hidrógeno, el mismo esté focalizado estrictamente en el objetivo estratégico que se pretende impulsar, la capacidad exportadora del país de hidrógeno verde. La proliferación de regímenes especiales para múltiples actividades económicas son parte del problema del desarrollo argentino. La presente propuesta no puede sumar más inequidades dentro del sistema productivo nacional. Por esta razón es que se sostiene que no deben extenderse los beneficios a sectores, como es el caso de la industria fósil, que ya se encuentran ampliamente desarrollados, maduros e históricamente subsidiados. La ampliación de infraestructuras e inversiones necesarias para obtener hidrógeno azul no necesitarán de los beneficios de la norma propuesta.

La ley también debe enmarcar el esfuerzo de planificación que se deberá desarrollar en las estrategias de corto y mediano plazo. Aquí es donde se deberán dirimir las mayores tensiones entre los sectores interesados, tanto representados por tecnologías, desarrolladores de proyectos, industria local, enclaves portuarios o industriales, e incluso entre provincias<sup>95</sup>. Este aspecto no es menor ya que una hoja de ruta significa establecer prioridades claras, lo que implica que habrá áreas que no tendrán la misma ponderación estratégica. Se trata de un ejercicio que a los decisores políticos les cuesta mucho asumir y el riesgo que se corre es el de perder efectividad en afán de otorgar un trato igualitario con todos los intereses concurrentes. Una política madura en esta materia significará ir adoptando un camino estratégico, definiendo prioridades en cada etapa.

Finalmente, el desarrollo a escala de la industria del hidrógeno nos coloca frente a número importante de desafíos. Incorporar a la Argentina en el sendero del desarrollo industrial del hidrógeno y posicionarla para capturar parte del mercado global exigirá superar varios desafíos. Además de destrabar el aspecto regulatorio para el corto plazo, también la necesidad de construir una estrategia de mediano plazo creíble dentro del marco de una política de descarbonización y, al

---

<sup>95</sup> Recientemente se pudo ver un anuncio de parte de la Secretaría de Energía de la Nación señalando que habrá una estrategia de articulación federal en materia de hidrógeno, esto que puede resultar sumamente virtuoso no debería transformarse en un factor de ineficiencia en aras de la equidad entre las provincias. (Ministerio de Economía Nación, 2022)

mismo tiempo, a mejorar las condiciones macroeconómicas que permitan al país mejorar su competitividad internacional.

A todo lo anterior, debemos agregar que no bastará con alcanzar la mera competitividad económica internacional. Hoy la seguridad energética y las inestabilidades en las cadenas de suministros sufridas por dos golpes, como ha sido la pandemia del covid-19 y luego la guerra en Ucrania, han introducido nuevas variables en el comercio internacional. La Argentina también deberá convertirse en un jugador confiable en este nuevo mundo.

Todo indica que la geopolítica del hidrógeno se estructurará fuertemente influida por estas nuevas condiciones o este nuevo contexto global. Hoy han aparecido expresiones como el *near sourcing* o *friend shoring*<sup>96</sup>, que grafican la vocación de tejer relaciones comerciales en donde las cadenas de suministro sean lo menos vulnerables a su interrupción producto de inestabilidades varias y la priorización de comerciar con aquellos con los que se tengan fuertes lazos políticos y estratégicos, no sólo una buena complementariedad comercial. (Chase, 2022)

Hemos descrito el estado actual de las negociaciones y las previsiones más recientes en el incipiente mercado del hidrógeno enfocados en lo que ello representa para la Argentina. Esperamos que este trabajo contribuya a una mejor comprensión de la situación global y de la exigente tarea pendiente para aprovechar esta ventana de oportunidad. Se trata de insertarse en un mercado que ya muestra dinamismo en tiempos perentorios. La transición energética ofrece a la Argentina las posibilidades mencionadas, pero también la amenaza de no llegar a reemplazar con nuevas actividades productivas a aquellas que verán paulatinamente extinguirse en sus mercados. Por esta razón, la Argentina tiene la obligación de saber aprovechar esta oportunidad.

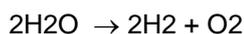
---

<sup>96</sup> Muchas empresas que buscan aumentar la eficiencia y la seguridad en sus cadenas de suministro están recurriendo al *"nearsourcing"*, es decir, a la fabricación en países extranjeros que estén relativamente cerca de los usuarios finales. Esto es lo contrario del *"outsourcing"* o subcontratación, en la que una empresa puede trasladar la producción a países situados al otro lado del mundo. El concepto *"friendshiring"* también representa un cambio respecto del outsourcing y es el caso en que las empresas trasladan parte de su producción a países amigos o aliados.

## ANEXOS

### **Anexo 1. Electrolizadores<sup>97</sup>**

El electrolizador es el dispositivo que permite producir hidrógeno mediante el proceso químico llamado electrólisis capaz de separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno de las que se compone el agua usando electricidad.



#### **Tipos de electrolizadores**

Existen distintos tipos de electrolizadores, los más usuales y en los que se depositan mayores expectativas son los siguientes cuatro:

##### ***Electrolizador alcalino (ALK)***

Utilizan una solución electrolítica líquida, como hidróxido de potasio o hidróxido de sodio, y agua. El hidrógeno se produce en una celda que consta de un ánodo, un cátodo y una membrana. Las celdas se suelen montar en serie para producir más hidrógeno y oxígeno a la vez. Cuando se aplica corriente a la pila de celdas de electrólisis, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo de cada célula, generándose burbujas de gas de hidrógeno en el lado del cátodo del electrolizador y de gas de oxígeno en el ánodo.

Es la tecnología más madura de electrolizadores puesto que llevan utilizándose más de 100 años y no requieren metales nobles como catalizador; sin embargo, son equipos voluminosos que obtienen hidrógeno de pureza media y que no son muy flexibles en su operación.

##### ***Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)***

Los electrolizadores PEM utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Cuando se aplica corriente a la pila, el agua se divide en hidrógeno y oxígeno y los protones del hidrógeno pasan a través de la membrana para formar gas de hidrógeno en el lado del cátodo. Son los más populares porque producen hidrógeno de alta pureza y son fáciles de refrigerar. Son los más adecuados para acoplarse a la variabilidad de las energías renovables, son compactos y, como ya se señaló, permite obtener un hidrógeno de alta pureza. Por el contrario, son algo más caros al utilizar metales preciosos como catalizadores.

##### ***Electrolizador de óxido sólido (SOEC)***

Los SOEC funcionan a una temperatura más alta que los anteriores (entre 500 y 850 °C) y tienen el potencial de ser mucho más eficientes que los PEM y los alcalinos. El proceso se denomina electrólisis de alta temperatura (HTE) o de vapor y utiliza un material cerámico sólido como electrolito. Los electrones del circuito externo se combinan con el agua en el cátodo para formar gas de hidrógeno y iones de carga negativa. El oxígeno pasa entonces a través de la membrana cerámica y reacciona en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo. Tecnológicamente están menos desarrollados que los anteriores.

---

<sup>97</sup> Este anexo no pretende una exhaustiva descripción técnica de los electrolizadores, es a título de descripción genérica que permite acompañar el contenido del estudio.

### **Membranas de intercambio aniónico (AEMs)**

Combina algunos de los beneficios de los electrolizadores alcalinos y los PEM. No requiere de metales como el platino (como en los PEM) y la membrana de intercambio sirve como electrolito sólido, evitando la electrolisis corrosiva de los alcalinos. Se encuentra en los primeros estadios de su desarrollo.

## **Parámetros característicos en la electrolisis**

### **Parámetros técnicos electrolizadores**

Estos son algunos de los parámetros que se asumen sobre la eficiencia en la producción de hidrogeno en base a la electrolisis del agua.

	Electrolizador ALK	Electrolizador PEM
Eficiencia <sup>98</sup>	49 kWh/kgH2 (2025)	52 kWh/kgH2 (2025)

Algunos parámetros de relación entre potencia de electrolización, demanda energética y producción en 2050.

	TWh anual / Potencia electrolizador	Tn H2 anual / Potencia electrolizador
IRENA (2021b)	4.200 TWh/TW	80 Mt/TW
IEA (2021)	4.021 TWh/TW	83 Mt/TW

### **Utilización de agua para la electrólisis**

La electrólisis del agua requiere agua de refrigeración, agua de proceso y agua que se convierte en hidrógeno en el proceso de electrólisis. Esto hace que los proyectos deben diseñarse de manera tal que eviten conflictos con otros usos del agua (agro, consumo, industria). 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.

La cantidad teórica necesaria para producir un kilo de hidrógeno es de 9 litros, sin embargo, los electrolizadores industriales consumen alrededor de 10 -12 litros de agua desionizada por kgH2. La demanda total de agua es aún mayor y depende de la calidad y del tratamiento disponible (intercambio iónico, destilación, ósmosis inversa o adsorción orgánica). Los fabricantes de electrolizadores pueden estimar entre 20 y 40 litros por kg de hidrógeno. (Fraunhofer Institute, 2021b)

2 H <sub>2</sub> O	→	2H <sub>2</sub> + O <sub>2</sub>
2 mol H <sub>2</sub> O	→	2 mol H <sub>2</sub> + mol O <sub>2</sub>
2*(2*1,00794 + 15,9994) kg H <sub>2</sub> O	→	2*2*1,00794 kg H + 2*15,9994 kg O
8,9369 litros H <sub>2</sub> O	→	1 kg H <sub>2</sub>

<sup>98</sup> Valores tomados de Tesis CEARE de Julieta Rabinovich (2020).

## Anexo 2. Captura de Carbono

La captura de carbono y almacenamiento (CCS) o captura de carbono y utilización (CCU) es el proceso de captura de emisiones de CO<sub>2</sub> proveniente de la quema de combustibles fósiles, procesos industriales o directamente de la atmósfera. Una vez capturado, el CO<sub>2</sub> puede ser almacenado en depósitos subterráneos o formaciones geológicas o puede ser utilizado como insumo para la creación de nuevos productos. Cuando se observan los escenarios de neutralidad de emisiones a 2050 se puede verificar que serán necesario que una porción de las emisiones de CO<sub>2</sub> sean compensadas por medios tecnológicos.

El uso o utilización refiere a que el CO<sub>2</sub> capturado se lo usa para obtener productos o servicios industriales. El uso del CO<sub>2</sub> no reduce necesariamente las emisiones ni aporta un beneficio climático neto, ya que se trata de un "reciclado" del CO<sub>2</sub> ya emitido. Sus beneficios se obtienen al evitar nuevas emisiones al estar recirculando carbono atmosférico. En la mayoría de las aplicaciones comerciales hasta la fecha ven desde inyección para recuperación secundaria en pozos de petróleo, la producción de fertilizantes, la producción de alimentos y bebidas y la refrigeración. Hay una cantidad de aplicaciones en desarrollo que implican la conversión del CO<sub>2</sub> en productos como materiales de construcción y plásticos, mediante procesos químicos y biológicos.

La industria del petróleo y el gas es quien lidera el desarrollo de las tecnologías de CCUS y, por supuesto, es el sector más interesado en la maduración de estas tecnologías. Existen actualmente instalaciones que totalizan una capacidad de 40 millones de toneladas (Mt) de CO<sub>2</sub>: alrededor de tres cuartos son capturados dentro de las operaciones en la industria del petróleo y gas, que es donde resulta más costo efectivo el proceso de captura. La industria de hidrocarburos posee la escala, ingeniería, infraestructura, reservorios subterráneos y la capacidad de manejar grandes volúmenes de CO<sub>2</sub>. (IEA, 2021d)

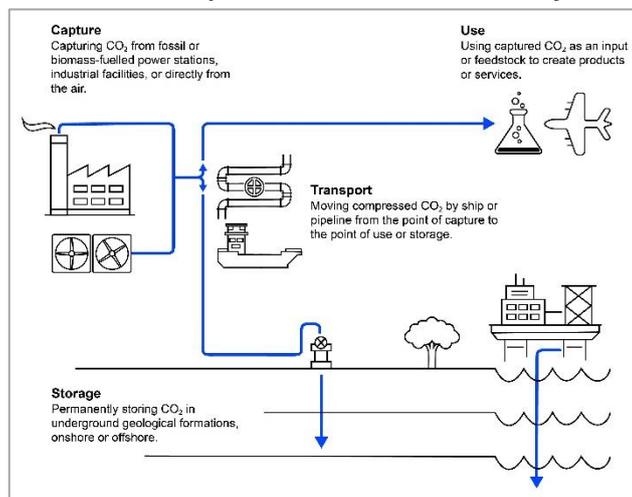
La CCS implica una serie de tecnologías que, como se señaló anteriormente, se supone que deberán jugar un rol muy importante para cumplir con el objetivo climático de 1,5°C. La CCUS involucra la captura de CO<sub>2</sub> en sitios que son fuentes de grandes emisiones, por ejemplo, centrales eléctricas o instalaciones industriales. El CO<sub>2</sub> también puede ser capturado directamente de la atmósfera (DAC, Direct Air Capture). Si al CO<sub>2</sub> no se lo utiliza en el mismo sitio donde fue capturado, debe ser comprimido y transportado por ductos o camiones, tren o barco, para llegar a los sitios en donde se lo utilizará o deberá ser inyectado a reservorios geológicos en profundidad (incluyendo reservorios de petróleo y gas *depletados* o en formaciones salinas) donde deberá ser alojado de manera permanente.

Las tecnologías de captura de carbono procuran evitar la liberación de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. En la configuración más utilizada, un producto químico que puede "atrapar" al CO<sub>2</sub> se coloca en el flujo de CO<sub>2</sub> o cerca de una fuente de ese gas. El CO<sub>2</sub> capturado se libera y se comprime para que pueda transportar a través de una tubería. El CO<sub>2</sub> puede utilizarse, por ejemplo, como materia prima para un proceso industrial (CCU) o almacenarlo permanentemente (secuestrado) bajo tierra. El proceso en su conjunto se suele denominar captura de carbono, uso y almacenamiento (CCUS).

Las tecnologías de captura directa del aire (DAC) toman el CO<sub>2</sub> de la atmósfera, incluso si ese CO<sub>2</sub> fue liberado hace muchos años. En muchos enfoques tecnológicos, el aire es forzado a entrar en contacto con un químico que puede "atrapar" el CO<sub>2</sub>. El DAC y el CCUS pueden utilizar los mismos productos químicos, aunque algunos son más adecuados para una u otra aplicación. En

cualquier caso, el equipo debe optimizarse para las diferentes concentraciones de CO<sub>2</sub> que se utilizan en el DAC y en el CCUS. Después de la captura el proceso para el DAC es muy similar al utilizado para el CCUS y pueden utilizar el mismo equipamiento para la compresión, la transferencia y almacenamiento. (CRS 2020)

Gráfico 45 - Esquema de utilización de CCUS y DAC



Fuente: IEA (2021c)

A pesar de que su desarrollo aún no ha alcanzado escala y muchos son proyectos piloto, existen una gran expectativa de que estas tecnologías sean muy competitivas en el corto plazo. Existe un fuerte impulso a través de incentivos gubernamentales y el propio empuje de la misma industria fósil para otorgarle a la CCUS un dinamismo suficiente como para hacer viable y confiable al llamado hidrógeno Azul. Debemos sumar también que la CCUS constituye también una tecnología asociada a la industria del hidrógeno cuando se trata de obtener combustibles e hidrocarburos sintéticos, ya que el carbono será aportado por la captura de CO<sub>2</sub> atmosférico.

Para los autores del informe “The Carbon Capture Crux: Lessons Learned” no hay confianza en que los proyectos de CCS puedan alcanzar los índices de captura prometidos. Salvo unos pocos casos de éxito en un entorno normativo único, como Noruega, con elevados impuestos sobre el carbono y estrictas normativas medioambientales, la historia de la tecnología de captura de carbono está llena de proyectos fallidos o con resultados insuficientes. Añadiendo además que tampoco hay margen para apostar miles de millones de dólares en proyectos que no podrían cumplir las expectativas. En cambio, existen alternativas de inversión probadas, rentables y consolidadas para luchar contra el cambio climático, como la energía solar y eólica. El otro problema de los proyectos de CCS es la disponibilidad de lugares de almacenamiento geológico adecuados y que estén cercanos a las instalaciones de los proyectos de manera que funcione la ecuación económica de la CCS (Robertson y Mousavian, 2022).

En América Latina, el único proyecto comercial de CCUS es la planta Cuenca de Santos y se trata de CO<sub>2</sub>-EOR (recuperación mejorada de petróleo). La planta pertenece al grupo petrolero estatal brasileño Petrobras y está situada frente a las costas de Río de Janeiro, a unos 300 km de la costa. Allí se capturan y reinyectan unos 3 millones de CO<sub>2</sub> proveniente del gas natural de los pozos petroleros en los reservorios presal, a unos 5-7 km debajo del nivel del mar. La instalación está en operación desde el año 2013. Es el único proyecto EOR offshore del mundo.



### Anexo 3. Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)

La metodología del WACC (Weighted Average Cost of Capital) define el valor de la tasa de rentabilidad como el promedio ponderado entre el capital aportado por los accionistas (capital propio) y el capital de terceros (deudas con entidades financieras y bonos corporativos).<sup>99</sup>

La metodología del WACC parte de la premisa de que el retorno de una inversión es el reflejo del nivel de riesgo asociado a dicha inversión. La teoría financiera asume que el inversor es esencialmente adverso al riesgo y que por lo tanto a mayor nivel de riesgo exige una mayor rentabilidad.

El WACC es el rendimiento mínimo que una empresa debe obtener de los proyectos de inversión que desarrolla. En caso de obtener de sus inversiones un rendimiento menor, la empresa estaría “destruyendo valor”, es decir, no obtendría los recursos suficientes para poder pagar el costo del capital ajeno y retribuir a sus accionistas, por lo que nadie estaría dispuesto a invertir en esta empresa.

La metodología del WACC consiste en calcular una tasa de rentabilidad o costo del capital promedio ponderado, teniendo en cuenta que las empresas se financian tanto con capital propio como con capital de terceros.

Con el objeto de estimar cuál será la tasa de rentabilidad o WACC “razonable” será necesario calcular aquella tasa de retorno que mejor refleje el costo de oportunidad del capital inmovilizado por la empresa en el desarrollo de la actividad, dado un nivel de riesgo, y teniendo en cuenta el mix de financiación de dicho capital inmovilizado.

#### Fórmula de cálculo

Para calcular el costo promedio ponderado del capital o WACC, el retorno requerido es ponderado en proporción al monto relativo de deuda y capital que constituyen el mix de financiación de la base de capital inmovilizada de la empresa. La fórmula utilizada para el cálculo del WACC después de impuestos es la siguiente:

$$WACC = \underbrace{K_e * \frac{E}{E + D}}_{\text{Costo del Capital Propio}} + \underbrace{K_d * (1 - T) * \frac{D}{E + D}}_{\text{Costo del Capital de Terceros}}$$

Donde:

***Ke***: tasa de retorno requerida del capital propio después de impuestos

***Kd***: costo de la deuda antes de impuestos

<sup>99</sup> Para desarrollar este anexo se tomó como fuente principal el Anexo L de “Revisión Tarifaria Integral 2016”, EDENOR SA.

*T*: tasa de impuesto a las ganancias

*D*: valor de mercado de la deuda

*E*: valor de mercado del capital propio

A continuación, una explicación más detallada de las variables mencionadas.

## A) RENTABILIDAD SOBRE EL CAPITAL PROPIO (*Ke*)

Para calcular la tasa de retorno requerida del capital propio (*Ke*), se aplica el Modelo de Valoración de Activos Financieros (Capital Asset Pricing Model - CAPM). La fórmula de cálculo del costo del capital propio según dicha metodología es:

$$Ke = Rf + Rp + [Be(Rm - Rf)]$$

Donde:

***Ke***: tasa de retorno requerida del capital propio después de impuestos

***Rf***: tasa de retorno libre de riesgo

***Rp***: tasa de riesgo país

***Rm***: tasa de retorno de una cartera diversificada

***Rm - Rf***: prima de mercado (riesgo sistemático)

***Be***: beta (volatilidad del activo específico con respecto al mercado, riesgo específico)

### A.1. TASA LIBRE DE RIESGO (*Rf*)

La tasa libre de riesgo es el rendimiento que puede obtener un activo libre de riesgo. La mayoría de los autores concuerdan que para que un activo sea considerado libre de riesgo, el rendimiento efectivo tiene que ser igual al rendimiento esperado. De esta manera no existen desviaciones alrededor del rendimiento esperado. Un activo libre de riesgo no tiene riesgo de incumplimiento (default risk) ni riesgo de reinversión (reinvestment risk).

Existe consenso prevaleciente en considerar como tasa libre de riesgo al rendimiento ofrecido por los bonos del Tesoro de los Estados Unidos (T-bonds), pues en toda su historia esta entidad jamás ha incurrido en falta de pago a los inversionistas, lo que hace suponer que los agentes consideran nula la posibilidad de que dicha entidad no cancele sus deudas.

En cuanto a la metodología a utilizar para calcular la tasa libre de riesgo, debe recordarse que el CAPM es un modelo de expectativas, por lo que uno de los parámetros a estimar es la tasa libre de riesgo esperada, o sea las expectativas de los inversionistas de cuánto será la tasa libre de riesgo en el período a analizar. Esta tasa esperada puede calcularse con datos corrientes o históricos, pero ello implica la suposición que en el futuro se mantendrá la misma tasa que en el pasado o en el presente.

En cuanto al plazo de vencimiento del bono elegido como libre de riesgo, tampoco hay unanimidad de criterio. Desde el punto de vista teórico, la madurez que se utilice debería corresponderse con la vida útil de los activos regulados relevantes o, con el período de la

revisión regulatoria. Sin embargo, con una posición conservadora, se puede utilizar el promedio de los últimos diez años, de la tasa de los T-bonds a 30 años.

### **A.2. TASA DE RIESGO PAIS ( $R_p$ )**

El riesgo país o riesgo soberano es una prima o porcentaje que usualmente se adiciona a la tasa libre de riesgo para medir el retorno adicional esperado por invertir en el país donde se está valuando la inversión. Las inversiones están expuestas a un riesgo de características diferentes al riesgo norteamericano.

Una de las medidas de riesgo país más utilizadas es el EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus), publicado por JP Morgan. Los valores relevantes de este índice para el cálculo del costo de capital deben incluir una visión de largo plazo de Argentina. Se suele considerar como representativo del riesgo país el promedio aritmético del EMBI del año analizado.

### **A.3. PRIMA DE RIESGO DE MERCADO ( $R_m - R_f$ )**

La prima de riesgo de mercado mide el retorno adicional esperado por sobre la tasa libre de riesgo, por invertir en el mercado en su conjunto, es decir en un portfolio diversificado. Es el riesgo sistemático que se origina por la existencia de factores macroeconómicos que afectan a todas las empresas de la economía.

La prima de mercado usualmente se calcula como la diferencia entre los rendimientos históricos promedio de un índice bursátil americano y el rendimiento de un activo libre de riesgo americano en un período determinado.

### **A.4. BETA DE LA INDUSTRIA ( $B_e$ )**

La beta de la industria mide el riesgo de volatilidad esperada de un grupo de empresas que forman un segmento del mercado específico, con respecto al mercado en su conjunto. Una beta menor a uno indica que dicha industria tiene un riesgo específico menor y por lo tanto una rentabilidad menor que el rendimiento del mercado en su conjunto. Una beta mayor a uno indica un riesgo específico mayor y una rentabilidad mayor al de un portfolio diversificado.

El riesgo de una empresa en particular puede incluir, entre otras, las siguientes cuestiones: tamaño de la empresa, grado de apalancamiento, variabilidad de sus resultados, estructura legal y regulatoria dentro de la que opera, etc.

## **B) TASA DE DEUDA ( $K_d$ )**

La tasa de endeudamiento de una empresa depende del nivel de deuda total de dicha empresa, su estructura de vencimientos y del riesgo crediticio asociado a la misma, medido por agencias calificadoras de riesgo.

La prima de deuda refleja el retorno adicional requerido por los proveedores de financiamiento, por mantener deuda privada de una empresa en lugar de deuda pública del país en el cual opera dicha empresa.

La prima de deuda depende de factores específicos relacionados con la empresa a la cual se va a financiar, incluyendo: nivel de endeudamiento global de dicha empresa, maturity de la deuda total y otros. Estos factores son evaluados por agencias calificadoras de riesgo crediticio.

### ***El riesgo país tiene un efecto significativo en el cálculo de la WACC***

Cuando los inversionistas deciden colocar sus fondos en bonos soberanos de algún país, saben que estarán sujetos a riesgos políticos, económicos, sociales e institucionales que sucedan en aquel país y por lo que deben ser evaluados para determinar la prima sobre la tasa internacional que deben incluir por el riesgo de invertir en los activos financieros de ese país. Esas evaluaciones son las que realizan las agencias calificadoras corresponden a las deudas soberanas en moneda local y extranjera del gobierno y la calificación del programa de bonos o certificados de depósito en moneda local. (Bravo Orellana, 2021)

El riesgo país está asociado a la probabilidad de que en algún horizonte de tiempo un estado soberano incumpla sus obligaciones financieras con los inversionistas, entonces cuanto más riesgo se perciba se esperará mayor tasa de rendimiento de los instrumentos de deuda emitidos por el país analizado.

La forma más usual de medir el riesgo país es, como ya lo mencionamos, a través del EMBI+ (Emerging Markets Bond Index Plus) que es un indicador de referencia en los mercados bursátiles calculado por JP Morgan Case. Este indicador se mide en función de la diferencia del rendimiento promedio de los títulos soberanos de un país frente al rendimiento del bono de Tesoro de Estados Unidos, considerado como la tasa libre de riesgo. La diferencia (spread) entre ambos rendimientos es conocido como la prima por riesgo país, asociado a la probabilidad de incumplimiento del Estado deudor.

Por ejemplo, si el conjunto de activos financieros emitidos por el Estado que conforman la canasta del EMBI+ tienen un rendimiento promedio de 3.26% y los bonos del Tesoro de EE. UU rinden 1.6%, entonces el riesgo país o prima por riesgo país será de 1.66%, 166 puntos básicos.

#### Factores que influyen en el riesgo país

Existen diferentes factores que influyen en el comportamiento de esta variable, el riesgo país se descompone en riesgo político, económico, social y cultural, mientras hay quienes consideran que el riesgo país se constituye por riesgo político, financiero y económico. No obstante, muchos estudios convergen en el impacto de tres factores fundamentalmente:

1) La evolución de **variables de corte económico** vinculadas a la política macroeconómica interna o por el entorno internacional como el déficit fiscal, acumulación de reservas internacionales, inflación, tasa de interés internacional, nivel de actividad económica, etc. Por un lado, el debilitamiento de la economía de un país, tanto en el campo externo como en el campo interno, influye en la posibilidad de incumplimiento por parte del país. Este factor se encuentra vinculado al riesgo económico.

2) La **situación política del país** que influye sobre los flujos de capitales, durante periodos de deterioro del ambiente político se genera una incertidumbre que repercute negativamente en el riesgo país, afectan la calificación de riesgo soberano. La inestabilidad política puede implicar la posibilidad de problemas de pago por parte del gobierno en un mediano plazo, a pesar de tener una economía sólida en el presente.

3) **Eventos** que ocurren en países vecinos de la región o aquellos **que afecten el intercambio comercial y las exportaciones** del país.

## Bibliografía y fuentes informativas

### A. Bibliografía

ACERA (2022), *Estadísticas Sector de Generación de Energía Renovables*, Julio 2022. Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento, Santiago (Chile). Disponible en: <https://acera.cl/wp-content/uploads/2022/08/2022-07-Boletin-Estadisticas-ACERA.pdf>

Acuerdo de París, Naciones Unidas (2015). Versión en español en el sitio de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Disponible en: [https://unfccc.int/sites/default/files/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf)

AFIP (2022), *Resolución General 5168/2022*, Boletín Oficial, 14/3/22. Buenos Aires. Disponible en: <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primerA/259033/20220315>

Air Liquide, 2022. Sitio Web oficial: Producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor. Disponible en: <https://www.engineering-airliquide.com/es/produccion-hidrogeno-por-reformado-metano-con-vapor>

Alfie, Alejandro (2018), *A 100 días de los cuadernos de las coimas, hay 47 procesados, 26 arrepentidos y 17 detenidos*, diario Clarín 10/11/18. Buenos Aires. Disponible en: [https://www.clarin.com/politica/100-dias-cuadernos-coimas-47-procesados-20-arrepentidos-16-detenidos\\_0\\_JJDfgFAib.html](https://www.clarin.com/politica/100-dias-cuadernos-coimas-47-procesados-20-arrepentidos-16-detenidos_0_JJDfgFAib.html)

Alvik, Sverre (2022), *The Ukraine war will not derail Europe's energy transition. Modelling the transition*, DNV. Disponible en: <https://www.dnv.com/feature/the-ukraine-war-will-not-derail-europes-energy-transition.html>

Ares, Héctor (2021), *“Hay esperanza para los motores de combustión con los combustibles sintéticos: Haru Oni se pone en marcha de la mano de Porsche y Siemens Energy”*. Motorpasión, Madrid. Disponible en: <https://www.motorpasion.com/industria/hay-esperanza-para-motores-combustion-combustibles-sinteticos-haru-oni-se-pone-marcha-mano-porsche-siemens-energy>

Averchenkova, Alina (2010). Los Resultados de Copenhague: Las negociaciones y el acuerdo, Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Disponible en: [https://www.preventionweb.net/files/13330\\_UNDPBRMCopenhagenfinalSPweb.pdf](https://www.preventionweb.net/files/13330_UNDPBRMCopenhagenfinalSPweb.pdf)

Badosa, Manuel (2015), Los controles de cambio en la Argentina: El cepo cambiario, Bolsa de Comercio de Rosario, Programa de Formación 2015, Rosario. Disponible en: <http://www.capacitacion.bcr.com.ar/Documentos/EdicionesBCR/20/Badosa.pdf>

Barbara Haya y Payal Parekh (2011). “Hydropower in the CDM: Examining Additionality and Criteria for Sustainability”, Energy and Resources Group, Working Paper ERG-11-001, University of California, Berkeley.

Barragán, Florencia (2023), *Hidrógeno verde: la aprobación de la ley destrabará millonarias inversiones*, Ámbito Financiero, 22/2/23. Disponible [aquí](#).

Basile, Ariel (2022), *Hidrógeno verde: plan de Tierra del Fuego para atraer u\$s30.000 millones*, Ámbito Financiero, 14/6/22, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.ambito.com/nacional/tierra-del-fuego/hidrogeno-verde-plan-atraer-us30000-millones-n5463139>

Berkenwald, Mariano (2022), entrevista realizada el 22 de junio de 2022.

Bnaméricas (2021), *Argentina prepara medidas de promoción para hidrógeno bajo en carbono*, 8/11/21. Santiago (Chile) Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/argentina-prepara-medidas-de-promocion-para-hidrogeno-azul>

BNEF (2021), *New Energy Outlook 2021*, Bloomberg New Energy Finance. Disponible en: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

Boehm, S., K. Lebling, K. Levin, H. Fekete, J. Jaeger, R. Waite, A. Nilsson, J. Thwaites, R. Wilson, A. Geiges, C. Schumer, M. Dennis, K. Ross, S. Castellanos, R. Shrestha, N. Singh, M. Weisse, L. Lazer, L. Jeffery, L. Freehafer, E. Gray, L. Zhou, M. Gidden, and M. Gavin. 2021. *State of Climate Action 2021: Systems*

*Transformations Required to Limit Global Warming to 1.5°C*. Washington, DC: World Resources Institute. Disponible en: <https://doi.org/10.46830/wriipt.21.00048>.

Bond, Kingsmill; Lovins, Amory; Tatarenko, Oleksiy; Kortenhorst, Jules; Butler-Sloss, Sam (2022), *From Deep Crisis, Profound Change*, RMI. Disponible en: <https://rmi.org/insight/from-deep-crisis-profound-change/>

Bravo Orellana, Sergio (2021), *Riesgo País: Los efectos en las inversiones y la economía*, Revista Gestión (Economía y Finanzas), 10/11/21, Buenos Aires. Disponible en: <https://gestion.pe/blog/inversioneinfrasestructura/2021/11/riesgo-pais-los-efectos-en-las-inversiones-y-la-economia.html/?ref=gesr>

CADER (2022), entrevistas realizadas durante 2022 con asesores técnicos de la Cámara Argentina de Energías Renovables (Omar Díaz)

CAMMESA (2022), *Anexo Informe MATER (Actualizado 31/05/2022)*, Buenos Aires. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/infantmater/?tax%5Bwpdmcategory%5D=informes-mater#>

Carbajal, Mariana (1998), *Es ley la energía eólica*, diario Página/12 (12/11/98), Buenos Aires. Disponible en: <https://www.pagina12.com.ar/1998/98-11/98-11-12/pag20.htm>

CEA (2021), La Cámara Eólica Argentina (CEA) solicita intervención de autoridades nacionales ante la aplicación del "impuesto al viento" en Puerto Madryn, Comunicado de Prensa CEA, 18/3/21. Buenos Aires. Disponible en: <https://camaraeolicaargentina.com.ar/?p=6507>

CEA (2022), *Ampliaciones en el Sistema de Transporte. Compromisos de descarbonización, metas y resultados económicos: motivos urgentes para acelerar una tarea pendiente*, 2022. Cámara Eólica Argentina, Buenos Aires. Disponible [aquí](#).

CertifHy (2021), *Towards a new Hydrogen market – CertifHy Green Hydrogen Guarantees of Origin are launched*, Comunicado de prensa (14 October 2021), Bruselas. Disponible en: <https://www.certifyhy.eu/sin-categoria/towards-a-new-hydrogen-market-certifyhy-green-hydrogen-guarantees-of-origin-are-launched/>

CES/Consejo Económico y Social (2021), *Hacia una Estrategia Nacional. Hidrógeno 2030*. Publicación del CES resultado del Foro "Hacia una estrategia nacional de Hidrógeno 2030" del 17/5/21. Casa Rosada.

Chase, Steven (2022), *Western countries already embracing 'friend-shoring' to reduce trade with authoritarian regimes, Freeland says*, The Globe & Mail, 17/10/22, Toronto, Canadá. Disponible en: <https://www.theglobeandmail.com/politics/article-canada-trade-allies-freeland-friendshoring/> Último acceso: 31/10/22.

Clarín (2018), Por la compra-venta de Parques eólicos. Piden que se investigue si hubo tráfico de influencias para favorecer a empresas ligadas a la familia de Mauricio Macri, diario Clarín (10/1/18). Disponible en: [https://www.clarin.com/politica/piden-investigue-trafico-influencias-favorecer-empresas-ligadas-familia-mauricio-macri\\_0\\_HyVss1NEz.html](https://www.clarin.com/politica/piden-investigue-trafico-influencias-favorecer-empresas-ligadas-familia-mauricio-macri_0_HyVss1NEz.html)

Climate Action Tracker, Country Files, Last update: octubre 2022. Disponible en: <https://climateactiontracker.org/countries/> Último Acceso: 15/10/22

Codelco (2021), *Codelco se compromete a ser carbono neutral al 2050*, comunicado de prensa 5/10/21. Santiago (Chile). Disponible en: [https://www.codelco.com/codelco-se-compromete-a-ser-carbono-neutral-al-2050/prontus\\_codelco/2021-10-05/124227.html](https://www.codelco.com/codelco-se-compromete-a-ser-carbono-neutral-al-2050/prontus_codelco/2021-10-05/124227.html)

Comisión Europea (2021), *Transición Justa. Un enfoque para vincular las agendas climática, económica y social*, Programa EUROCLIMA, Dirección General de Asociaciones Internacionales. América Latina y el Caribe. Comisión Europea. Bruselas, Bélgica. 104 p. Disponible en: <https://www.euroclima.org/idiomas/transicion-justa-un-enfoque-para-vincular-las-agendas-climatica-economica-y-social> Último acceso: 15/10/22

Comisión Europea (2022), *Plan REPowerEU*, Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM (2022) 230 final, Bruselas, 18.5.2022.

Consejo Económico y Social (2021), *El Consejo Económico y Social realizó el Foro "Hacia una Estrategia Nacional Hidrógeno 2030"*, 18/5/21, comunicado CES-Presidencia de la Nación, Ciudad de Buenos Aires.

Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-consejo-economico-y-social-realizo-el-foro-hacia-una-estrategia-nacional-hidrogeno-2030>

Consejo Económico y Social (2021b), *La descarbonización y la navegación: El hidrógeno como vector energético*, 2/6/21, comunicado CES-Presidencia de la Nación, Ciudad de Buenos Aires. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/seminario-la-descarbonizacion-y-la-navegacion-el-hidrogeno-como-vector-energetico>

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas (1992). Versión en español en el sitio de la Convención. Disponible en: [https://unfccc.int/files/essential\\_background/background\\_publications\\_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf)

CPA - Círculo de Políticas Ambientales (2020), *Agenda Ambiental Legislativa 2020. Análisis de proyectos de ley clave para el debate en el Congreso de la Nación. Capítulo: La adopción del impuesto al dióxido de carbono*, Compilación Círculo de Políticas Ambientales, marzo 2020, Buenos Aires. Disponible en: <https://circulodepoliticambientales.org/agenda-ambiental-legislativa-2020/>

CPA - Círculo de Políticas Ambientales (2021), *El rol del Congreso de la Nación en la descarbonización de la economía y la adaptación al cambio climático*, Compilación Círculo de Políticas Ambientales, octubre 2021, Buenos Aires. Disponible en: <https://circulodepoliticambientales.org/el-rol-del-congreso-de-la-nacion-en-la-descarbonizacion-de-la-economia-y-la-adaptacion-al-cambio-climatico/>

CRS - Congressional Research Service (2020), *Carbon Capture Versus Direct Air Capture*, 2 de abril de 2020, Congress of United States, Washington. Disponible en: <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/IF/IF11501/3>

De Pablo, Juan Carlos (2021), *¿Qué ven algunos australianos que nosotros no?*, nota La Nación, 4/11/21, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.lanacion.com.ar/economia/que-ven-algunos-australianos-que-nosotros-no-nid04112021/>

Deza, Nicolás (2021), *Especialistas analizaron el potencial para el desarrollo del hidrógeno bajo en carbono en Latinoamérica*, Revista EconoJournal, 9/11/21, <https://econojournal.com.ar/2021/11/especialistas-analizaron-el-potencial-para-el-desarrollo-del-hidrogeno-bajo-en-carbono-en-latinoamerica/>

Durán, Andrea (2023), *Las regalías petroleras fueron el recurso estrella de Neuquén en el 2022*, diario Río Negro 11/1/2023. Disponible [aquí](#).

EBH (2022), *A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*, European Hydrogen Backbone, Htrecht, Abril 2022.

EDENOR (2016), *Revisión Tarifaria Integral 2016*, realizado por Energy Solutions para EDENOR SA., 5/9/16, Buenos Aires. <https://www.argentina.gob.ar/enre/tarifas/propuesta-tarifaria-de-edenor>

EHB (2021), *Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen*, European Hydrogen Backbone, Htrecht, June 2021.

Ernst & Young (2022), *Renewable Energy Country Attractiveness Index – RECAI*, May 2022, 59th edition. [https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en\\_gl/topics/power-and-utilities/ey-recai-59-edition-full-report-may-2022.pdf](https://assets.ey.com/content/dam/ey-sites/ey-com/en_gl/topics/power-and-utilities/ey-recai-59-edition-full-report-may-2022.pdf)

Espina, Mariano (2021), *Hidrógeno verde: Argentina busca capitalizar el interés del mundo*, BloombergLínea, 29/11/21. <https://www.bloomberglinea.com/2021/11/29/potencia-en-desarrollo-argentina-busca-capitalizar-el-interes-del-mundo-en-el-hidrogeno-verde/>

ETC (2021), *Making the Hydrogen Economy Possible: Accelerating Clean Hydrogen in an Electrified Economy, Version 1.0*, Energy Transitions Council, <https://energy-transitions.org/wp-content/uploads/2021/04/ETC-Global-Hydrogen-Report.pdf>

European Clean Hydrogen Alliance (2022), Sitio oficial de la Unión Europea, consultado junio 2022. Disponible en: [https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance\\_en](https://ec.europa.eu/growth/industry/strategy/industrial-alliances/european-clean-hydrogen-alliance_en)

European Commission (2020), *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*, Comunicación de la Comisión Europea al Parlamento, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM(2020) 301 final, Bruselas (8/7/2020).

European Union (2021), *Carbon Border Adjustment Mechanism*, Documento de la Comisión Europea (14/7/21). Disponible en: [https://ec.europa.eu/taxation\\_customs/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en](https://ec.europa.eu/taxation_customs/green-taxation-0/carbon-border-adjustment-mechanism_en)

Fenés, Gastón (2018), *La AFIP se demora en reconocer los beneficios fiscales de las energías renovables y se acumulan deudas millonarias*, Energía Estratégica 30/4/2018, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/la-afip-se-demora-en-reconocer-los-beneficios-fiscales-de-las-energias-renovables-y-se-acumulan-deudas-millonarias/>

Fernández, Ramiro (2012), Informe de síntesis: aportes para un debate energético nacional, Fundación AVINA Argentina y otros, Buenos Aires. Disponible en: [https://www.ceare.org/investigaciones/inv2012\\_1.pdf](https://www.ceare.org/investigaciones/inv2012_1.pdf)

Fraunhofer Institute (2021), *"The world's first high-temperature ammonia-powered fuel cell for shipping"*, Press Release March 1<sup>st</sup>, Munich, Alemania. Disponible en: <https://www.fraunhofer.de/en/press/research-news/2021/march-2021/worlds-first-hightemperature-ammonia-powered-fuel-cell-for-shipping.html>

Fraunhofer Institute (2021), *Estudio sobre la producción de hidrógeno verde en la Provincia de Río Negro*, Instituto Fraunhofer de economía de la energía y tecnología de sistemas energéticos (IEE), Kassel. Disponible en: <https://opsur.org.ar/wp-content/uploads/2021/06/informe-completo-en-castellano-2021-FRAUNHOFER.pdf>

Fritsch, Manuel; Puls, Thomas; Schaefer, Thilo (2021), *Synthetic fuels: potential for Europe*, Institute der Deutschen Wirtschaft, Colonia, Alemania. Disponible en: <https://www.iwkoeln.de/en/studies/manuel-fritsch-thomas-puls-thilo-schaefer-climate-protection-impact-and-value-added-effects-of-ramping-up-the-production-of-electricity-based-liquid-energy-carriers.html>

Gallego, Emilio Nieto (2018), *Obtención y aplicaciones del hidrógeno*, Asociación Española del hidrógeno, Madrid, España. 17/1/2018. Disponible [aquí](#).

Gioia, Claro (2022), *Hidrógeno Verde: despojo territorial y falso progreso*, Revista Cítrica 13/6/22, Disponible en: <https://revistacitrica.com/hidrogeno-verde-despojo-territorial-y-falso-progreso.html>

GIZ (2018). *Las Energías Renovables no Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno*. Edición 2018. Publicado por Ministerio de Energía y GIZ Chile.

Global Risk Profile (2021), *Measure of Risks For 179 countries. ESG Index 2021*, 10/12/21, Ginebra. Disponible en: [https://risk-indexes.com/wp-content/uploads/2021/12/Brochure\\_ESG\\_EN\\_2021.pdf](https://risk-indexes.com/wp-content/uploads/2021/12/Brochure_ESG_EN_2021.pdf)

Guarino, Julián (2021), *Una empresa australiana invertirá más de u\$s8.000 millones en la Argentina para producir hidrógeno verde*, nota *Ámbito Financiero*, 1/11/21, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.ambito.com/negocios/energia/una-empresa-australiana-invertira-mas-us8000-millones-la-argentina-producir-hidrogeno-verde-n5309089>

Heinberg, Richard (2022), *Can Civilization Survive? These Studies Might Tell Us*, Resilience.org, 19/12/22. Disponible en: <https://www.resilience.org/stories/2022-12-19/can-civilization-survive/>

Hidalgo García, Mar (2021), *Los minerales estratégicos: el ser o no ser de la descarbonización y la transformación digital de la UE*, Documento de Análisis IEEE 03/2021), Instituto Español de Estudios Estratégicos, Disponible en: [https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs\\_analisis/2021/DIEEEA03\\_2021\\_MARHID\\_MineralesEstrategicos.pdf](https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2021/DIEEEA03_2021_MARHID_MineralesEstrategicos.pdf)

Howarth RW, Jacobson MZ. How green is blue hydrogen? *Energy Sci Eng.* 2021;00:1–12. <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

Hydrogen Council (2021), *Hydrogen for Net-Zero. A critical cost-competitive energy vector*, Hydrogen Council en colaboración McKinsey & Company, Bruselas. Disponible en: <https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-net-zero/>

IEA (2020), *Circular Carbon Economy. 07-Cross-cutting: hydrogen*, IEA, Paris. Disponible en: <https://www.cceguide.org/guide/#:%7E:text=The%20IEA%20finds%20that%20new,of%20CO2%20used%20per%20year.&text=Verifying%20emission%20reductions%20will%20be%20central%20to%20acceptance%20of%20CO2%20use>

- IEA (2021a), *Hydrogen in Latin America. From near-term opportunities to large-scale deployment*, International Energy Agency, Paris, Francia. Disponible [aquí](#).
- IEA (2021b). *Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector (2021)*. International Energy Agency, Paris, Francia. Disponible en <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>.
- IEA (2021c), *Global Hydrogen Review 2021*, IEA, Paris. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>
- IEA (2021d), *About CCUS*, International Energy Agency, Paris, Francia. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/about-ccus>
- IEA (2022), *Global Hydrogen Review 2022*, IEA, Paris. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5bc75b1-9e4d-460d-9056-6e8e626a11c4/GlobalHydrogenReview2022.pdf>
- Infoleg (2009), Normas que modifican y/o complementan a la Ley 26190, Honorable Congreso de la Nación Argentina, Buenos Aires. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verVinculos.do?modo=2&id=123565>
- Ini, Luis (2021), *El Gobierno anuncia que se sube al tren del hidrógeno verde*, 2/11/21, portal Energías Renovables. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/cop26/el-gobierno-anuncia-que-se-sube-al-20211102>
- Innio (2019), *Jenbacher J420 gas engine harnesses the promise of global renewable energy with hydrogen Hychico, Diadema Wind Park and Hydrogen Plant Chubut Province, Argentina*, Jenbach, Austria. Disponible en: <https://www.innio.com/en/news-media/media-center/case-studies/case-study-hychico-en>
- International Renewable Energy Agency (2020), *Global Renewables Outlook 2020*, Abu Dhabi. Disponible en: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA\\_Global\\_Renewables\\_Outlook\\_2020.pdf?rev=1f416406e50d447cbb2247de30d1d1d0](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf?rev=1f416406e50d447cbb2247de30d1d1d0)
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2021a), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, Abu Dhabi. Disponible en: [file:///C:/Users/caliv/Downloads/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2020%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/caliv/Downloads/IRENA_Power_Generation_Costs_2020%20(1).pdf)
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2021b), *World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway*, Abu Dhabi. Disponible en: <https://irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>
- International Renewable Energy Agency (IRENA) (2022), *Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>
- International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible en: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)
- IPCC (2021), *Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Working Group I, Sixth Assessment Report*, WMO/UNEP. Disponible en: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Full_Report.pdf)
- IPCC WGIII (2022), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. WMO/UNEP. Disponible en: [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGIII\\_FullReport.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf)
- IRENA & JRC (2021), *Benchmarking Scenario Comparisons: Key indicators for the clean energy transition*, International Renewable Energy Agency, European Commission's Joint Research Centre, Abu Dhabi, Brussels. Disponible [aquí](#).
- IRENA (2020), *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Disponible [aquí](#).
- Kacenelson, Elsa; Alderete, Tomás (2016), *Quebrantos en el Impuesto a las Ganancias. Análisis y Tratamiento. Propuestas para el Futuro*, 18° Simposio sobre Legislación Tributaria Argentina, Comisión N°1. La Coyuntura Fiscal en materia de Impuesto a las ganancias, Bienes Personales y Monotributo. CPCECABA (Consejo Profesional de Ciencias Económicas CABA) 7-9 septiembre 2016. CABA. Disponible en:

[https://archivo.consejo.org.ar/congresos/material/18tributario/Kacnelson\\_Alderete\\_Quebrantos\\_enIG\\_Analisis\\_y\\_futuro.pdf](https://archivo.consejo.org.ar/congresos/material/18tributario/Kacnelson_Alderete_Quebrantos_enIG_Analisis_y_futuro.pdf)

Klevstrand, Agnete (2023), *Which ten countries will be the biggest producers of green hydrogen in 2030?*, 17 de febrero de 2023, Hydrogen Insights. Disponible [aquí](#).

Lerma, Andrew (2021), *Hydrogen Fuel Cell Efficiency: How Does it Compare to Lithium-Ion?*, Flux Power, 16/9/21. Disponible en: <https://www.fluxpower.com/blog/hydrogen-fuel-cell-efficiency-how-does-it-compare-to-lithium-ion#:~:text=In%20order%20to%20produce%20hydrogen,converting%20the%20hydrogen%20into%20electricity>.

Ley Nacional 26.093, 12 de mayo 2006, Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles. Disponible en InfoLeg: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/116299/norma.htm>

Ley Nacional 26.123, 2 de agosto 2006, Régimen para el Desarrollo de la Tecnología, Producción, Uso y Aplicaciones del Hidrogeno como Combustible y Vector de Energía. Disponible en InfoLeg: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/115000-119999/119162/norma.htm>

Ley Nacional 26.130 (2008), Régimen de Promoción de Inversiones en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura, Congreso Nacional, Infoleg, Buenos Aires. Disponible en: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/135000-139999/139355/norma.htm>

Ley Nacional 26.190, 27 de diciembre 2006, Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Disponible en InfoLeg: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/120000-124999/123565/norma.htm>

Ley Nacional 27.191, 15 de octubre 2015, Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación. Disponible en InfoLeg: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>

Ley Nacional 27.520 (2019), *Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global*, Honorable Congreso de la Nación, Buenos Aires. Disponible en sitio Infoleg: <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/verNorma.do?id=333515#:~:text=LA%20PRESENTE%20LEY%20ESTABLECE%20LOS,41%20DE%20LA%20CONSTITUCION%20NACIONAL>.

Liebreich, Michael (2020), *Separating Hype from Hydrogen – Part Two: The Demand Side*, BloombergNEF 26/10/20. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-two-the-demand-side/>

Liebreich, Michael (2020b), *Separating Hype from Hydrogen – Part One: The Supply Side*, BloombergNEF 8/10/20. Disponible en: <https://about.bnef.com/blog/liebreich-separating-hype-from-hydrogen-part-one-the-supply-side/>

Maia, Sofia; Demôro, Luiza; Foroni, Laura (2022), *Climatescope 2022, Power transition factbook*, BloombergNEF, noviembre 2022. Disponible en: <https://global-climatescope.org/downloads/climatescope-2022-report-en.pdf> Último acceso: 7/12/22

MAYDS, 2016. Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional. República Argentina. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina. Disponible en: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20First/17112016%20NDC%20Revisada%202016.pdf>

MAYDS, 2020. Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina. Disponible en: [https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Argentina\\_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf](https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Argentina_Segunda%20Contribuci%C3%B3n%20Nacional.pdf)

MAYDS, 2021. Actualización de la meta de emisiones netas de Argentina al 2030. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina. Disponible en: <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Argentina%20Second/Actualizacio%CC%81n%20meta%20de%20emisiones%202030.pdf>

Medinilla, Matías (2022), Argentina estrecha lazos con el Puerto de Rotterdam sobre hidrógeno verde, artículo Energía Estratégica (13/5/22). Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/argentina-estrecha-lazos-sobre-hidrogeno-verde-con-el-puerto-de-rotterdam/>

Medinilla, Matías (2022), *Suspendido impuesto al viento de Puerto Madryn CADER espera que la justicia lo declare inconstitucional*, Energía Estratégica 19/4/22, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/suspendido-impuesto-al-viento-de-puerto-madryn-cader-espera-que-la-justicia-lo-declare-inconstitucional/#:~:text=La%20C3%A1mara%20Federal%20de%20Apelaciones%20de%20Comodoro%20Rivadavia%20suspendi%C3%B3%20el,hasta%20que%20haya%20una%20sentencia>

Mercado Eléctrico (2015), *Se aprobó la ley de energías renovables*, 25/9/2015, Revista Mercado Eléctrico. Disponible en: [http://www.melectrico.com.ar/web/index.php?option=com\\_content&view=article&id=1107](http://www.melectrico.com.ar/web/index.php?option=com_content&view=article&id=1107)

MIEM (2022), *Hoja de Ruta del Hidrógeno verde en Uruguay*, Ministerio de Industria, Energía y Minería, Montevideo (Uruguay). Disponible en: [www.hidrogenoverde.uy](http://www.hidrogenoverde.uy)

Ministerio de Economía (2022), *El gobierno promueve la articulación federal para el desarrollo de las energías renovables*, Comunicado de Prensa, Secretaría de Energía de Nación, 20/10/22, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-promueve-la-articulacion-federal-para-el-desarrollo-de-las-energias-0> Último Acceso: 30/10/22

Ministerio de Energía (2021), *ministro Juan Carlos Jobet anunció 66 metas que guiarán el desarrollo del sector energía en las próximas décadas*, Comunicado de prensa 21/10/21. Santiago (Chile). Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-juan-carlos-jobet-anuncio-66-metas-que-guiaran-el-desarrollo-del-sector-energia-en-las-proximas-decadas>

Ministerio de Relaciones Exteriores (2019), *La Argentina y Japón trabajarán juntos en el desarrollo del hidrógeno como combustible limpio*, Información para la Prensa N°: 371/19, 27/9/19, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.cancilleria.gob.ar/es/actualidad/noticias/la-argentina-y-japon-trabajaran-juntos-en-el-desarrollo-del-hidrogeno-como>

Moberg, Jonas y Bartlett, Sam (2022), *The mirage of blue hydrogen is fading*, 28/1/22, Green Hydrogen Organisation, Disponible [aquí](#).

NWFE (2022), *Declaration from the Governments of the Arab Republic of Egypt, the Federal Republic of Germany, and the United States of America on Accelerating Egypt's Energy Transition*, 11/11/22, Nexus of Water, Food and Energy (NWFE), Egipto. Disponible en: <https://www.bmz.de/resource/blob/127962/22dd52def8a74cfa4c0e557083df2a37/egypt-political-declaration-data.pdf>. Último acceso: 28/11/22.

Orgaz, Cristina J. (2019), *Crisis en Argentina: 3 datos que muestran cómo se ha deteriorado la economía del país en las últimas semanas*, BBC News Mundo (2/9/19). Disponible en: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-america-latina-49525952>

PlataformaH2 Argentina (2021), *Hacia una Hoja de Ruta para el Hidrógeno en Argentina. Aportes para la actualización de la Ley Nacional del Hidrógeno*, agosto 2021, Buenos Aires. Disponible en: <https://97a58d26ae.clvaw-cdnwnd.com/d2bf5c77ba4d2fb5adc1dbae01f81728/200000058-ad111ad113/PLATAFORMAH2AR-APORTESLEYH2-AGOSTO2021%20%281%29.pdf?ph=97a58d26ae>

Presidencia Nación (2022), *El proyecto de ley de hidrógeno está muy avanzado*, Secretaría de Asuntos Estratégicos, Presidencia de la Nación, 5/12/22, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-proyecto-de-ley-de-hidrogeno-esta-muy-avanzado>

Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Naciones Unidas (1998). Versión en español en el sitio de la Convención [aquí](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/spanish/cop3/kpspan.pdf): <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/spanish/cop3/kpspan.pdf>

Rabinovich, Julieta (2020), *Análisis del hidrógeno como vector energético en Argentina: ¿cómo avanzamos y a dónde podemos llegar?*, CEARE, Buenos Aires. Disponible en: <https://www.ceare.org/tesis/2020/tes53.pdf>

Redacción Diario Río Negro (2022), *Hidrógeno Verde: «No queremos ser una zona de sacrificio para que otras regiones vivan mejor»*, diario Río Negro 30/5/22. Disponible en:

<https://www.rionegro.com.ar/energia/hidrogeno-verde-no-queremos-ser-una-zona-de-sacrificio-para-que-otras-regiones-vivan-mejor-2323066/>

REN21 (2004), *International Action Programme*, August 30, 2004, International Conference for Renewable Energies Bonn 2004, Bonn (Alemania). Disponible en: [http://web.archive.org/web/20061229120100/http://www.renewables2004.de/pdf/List\\_of\\_Actions\\_and\\_Commitments.pdf](http://web.archive.org/web/20061229120100/http://www.renewables2004.de/pdf/List_of_Actions_and_Commitments.pdf)

REN21 (2022), *Renewables 2022 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat. Disponible en: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022\\_Full\\_Report.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf)

Río Negro (2021), Renovables: incertidumbre del sector por el cumplimiento de la ley 27.191, diario Río Negro, 9/2/21. Disponible en: <https://www.rionegro.com.ar/renovables-incertidumbre-del-sector-por-el-cumplimiento-de-la-ley-27-191-1682956/>

Robertson, Bruce; Mousavian, Milad (2022), *The carbon capture crux: Lessons learned*, Septiembre 2022. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). Lakewood, Ohio. Disponible [aquí](#).

Sagripanti, Sandra (2022), *Declaración de Interés nacional*, Dirección de Información Parlamentaria, Honorable Cámara de Diputados de la Nación, sitio web, Buenos Aires. Disponible en: [https://www.hcdn.gob.ar/separl/dgral\\_info\\_parlamentaria/dip/glosario/D/declaracioninteresnacional.html](https://www.hcdn.gob.ar/separl/dgral_info_parlamentaria/dip/glosario/D/declaracioninteresnacional.html)

Salamunovic, Esteba (2021), *Transiciones Energéticas en el Marco del G20 Análisis de las presidencias de Alemania, Argentina y Japón y del impacto en sus matrices energéticas y escenarios*. Tesis CEARE-UBA, Buenos Aires. Disponible [aquí](#).

Santamaría, Gonzalo (2019), *Energías renovables 2020: perspectivas para los proyectos adjudicados bajo el Programa RenovAr*, portal Abogados.com.ar (2/12/2019). Disponible en: <https://abogados.com.ar/energias-renovables-2020-perspectivas-para-los-proyectos-adjudicados-bajo-el-programa-renovar/24852>

SAyDS, 2015. Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional. República Argentina. Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable, República Argentina. Disponible en: <https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/INDC%20Documents/Argentina/1/INDC%20Argentina.pdf>

Schneider, Mycle y Froggatt, Antony (2021), *World Nuclear Industry Status Report 2021*, Paris. Disponible en: <https://www.worldnuclearreport.org/-World-Nuclear-Industry-Status-Report-2021-.html>

Schteingart, D. (2021), *Desarrollar la cadena del hidrógeno para generar 50 mil empleos y 15.000 millones en exportaciones hacia 2050*, Documento resultado del Foro "Hacia una estrategia Nacional de Hidrógeno 2030" realizado el 17 de mayo de 2021, Consejo Económico y Social, Presidencia de la Nación, Ciudad de Buenos Aires. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/segundo\\_documento\\_ces\\_hidrogeno.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/segundo_documento_ces_hidrogeno.pdf). Último Acceso: 15/10/22

Schteingart, D. (2022), *Características de las PyMEs proveedoras de la cadena de petróleo y gas*, Serie Investigaciones en Red, documento N° 2. Centro de Estudios para la Producción XXI, febrero 2022. Secretaría de la Pequeña y Mediana Empresa y los Emprendedores - Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación. Disponible [aquí](#).

Serrichio, Sergio (2021), *Economía del hidrógeno, otra oportunidad para la Argentina: hay proyectos en espera, mientras Chile tomó la delantera*, INFOBAE 27/2/2021. Disponible [aquí](#).

Sullivan, Ian (2022), *France, Spain, Portugal to build hydrogen pipeline by 2030*, AP News, 9/12/22. Disponible [aquí](#).

Taborelli, Marianela (2022), *COP27: Chile lanza Plan de Acción 2023-2030 para el hidrógeno verde ¿Impacta al transporte?*, Portal Movilidad, 22/11/22, Disponible en: <https://portalmovilidad.com/cop27-chile-lanza-plan-de-accion-2023-2030-para-el-hidrogeno-verde-impacta-al-transporte/> Último acceso: 25/11/22.

Telam (2017), *La Rioja: polémica por una propuesta de cobrar el uso del sol a un parque de energía solar*, nota en diario Los Andes 11/9/17, Mendoza. Disponible en: <https://www.losandes.com.ar/la-rioja-polemica-por-una-propuesta-de-cobrar-el-uso-del-sol-a-un-parque-de-energia-solar/>

Testa, María Eugenia; Bilbao, Consuelo (2021). *Inventario de políticas relacionadas a la economía verde en Argentina*, Oficina de país de la OIT para la Argentina, Buenos Aires. Disponible en: [https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/---ilo-buenos\\_aires/documents/publication/wcms\\_783139.pdf](https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---americas/---ro-lima/---ilo-buenos_aires/documents/publication/wcms_783139.pdf) Último acceso: 15/10/22

Topics: Energy Transition, IRENA. Disponible en: <https://www.irena.org/energytransition>

Transparency International (2022), *El Índice de Percepción de la Corrupción 2021*, 25/1/22, Berlin. Disponible en: <https://www.transparency.org/en/cpi/2021>

Tudela, Fernando (2014), *Negociaciones internacionales sobre cambio climático. Estado actual e implicaciones para América Latina y el Caribe*, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). Santiago. Disponible en: [https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/37329/S1420809\\_es.pdf](https://www.cepal.org/sites/default/files/publication/files/37329/S1420809_es.pdf)

UNFCCC (2010). Informe de la Conferencia de las Partes sobre su 15º período de sesiones, celebrado en Copenhague del 7 al 19 de diciembre de 2009, FCCC/CP/2009/11/Add.1 (versión español 30 de marzo de 2010). Disponible en: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2009/cop15/spa/11a01s.pdf>

UNFCCC (2021). Decision -/CMA.3, Glasgow Climate Pact. Disponible en: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma3\\_auv\\_2\\_cover%20decision.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma3_auv_2_cover%20decision.pdf)

UNFCCC (2021). Decision -/CP.26, Glasgow Climate Pact. Disponible en: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26\\_auv\\_2f\\_cover\\_decision.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26_auv_2f_cover_decision.pdf)

United Nations Environment Programme - UNEP (2021). *Emissions Gap Report 2021: The Heat Is On – A World of Climate Promises Not Yet Delivered*. Nairobi. Disponible en: <https://www.unep.org/resources/emissions-gap-report-2021>

Viano, Lucas (2021), *Cumbre climática: Argentina no presentó su plan de neutralidad de carbono*, diario La Voz (5/11/21), Córdoba. Disponible en: <https://www.lavoz.com.ar/ciudadanos/cumbre-climatica-argentina-no-presento-su-plan-de-neutralidad-de-carbono/>

Villalonga, Juan Carlos (2013), *Energías renovables: ¿por qué debería ser prioritario cumplir el objetivo del 8% al 2016?*, Fundación AVINA Argentina, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. Disponible en: [http://awsassets.wwfar.panda.org/downloads/energias\\_renovables\\_14\\_vf.pdf](http://awsassets.wwfar.panda.org/downloads/energias_renovables_14_vf.pdf)

Y-TEC (2020), *Presentación H2AR – Lanzamiento*, 8/7/20. Disponible en: <https://y-tec.com.ar/wp-content/uploads/2020/08/H2AR-Presentaci%C3%B3n-lanzamiento-.pdf>

Y-TEC (2022), *Resumen de Resultados 2021*, Consorcio H2ar Y-TEC, Berisso. Disponible en: [https://y-tec.com.ar/wp-content/uploads/2022/03/Informe-de-resultados-2021\\_web.pdf](https://y-tec.com.ar/wp-content/uploads/2022/03/Informe-de-resultados-2021_web.pdf)

## B. Entrevistas

- Entrevista y consultas con Juan Pedro Agüero, Country Manager de RP Global, empresa de origen austriaco con desarrollos de renovables en Argentina y con actividades globales vinculadas al hidrógeno verde.
- Entrevista y consultas con CADER (Cámara Argentina de Energías renovables) realizadas durante 2022 con asesores técnicos de la Cámara (Lic. Omar Díaz)
- Entrevista y consultas con Santiago Dapelo, Governmental Affairs Manager de Fortescue Future Industries, empresa multinacional con proyectos en hidrógeno verde en diferentes países incluido Argentina.
- Entrevista y consultas con Gustavo Castagnino, Corporate Affairs, Regulatory Issues & Sustainability Director en Genneia y Vice presidente de la Cámara Eólica Argentina (CEA). Genneia es la empresa

más importante en cantidad de proyectos de renovables en Argentina y la CEA reúne a la principales empresas y desarrolladores de proyectos de energía eólica en el país.

- Entrevista a Mariano Berkenwald, Senior Associate en Energy Breakthrough Energy y ha sido autor del reporte *"Hydrogen in Latin America: from near-term opportunities to large-scale deployment"* de la AIE.
- Entrevista con el embajador argentino en Alemania, Fernando Brun.
- Entrevista y consultas con Gabriel Monopoli, Jefe de Mercado en Air Liquide de Argentina y es representante de la empresa en el Consorcio H2ar promovido por Y-Tec.