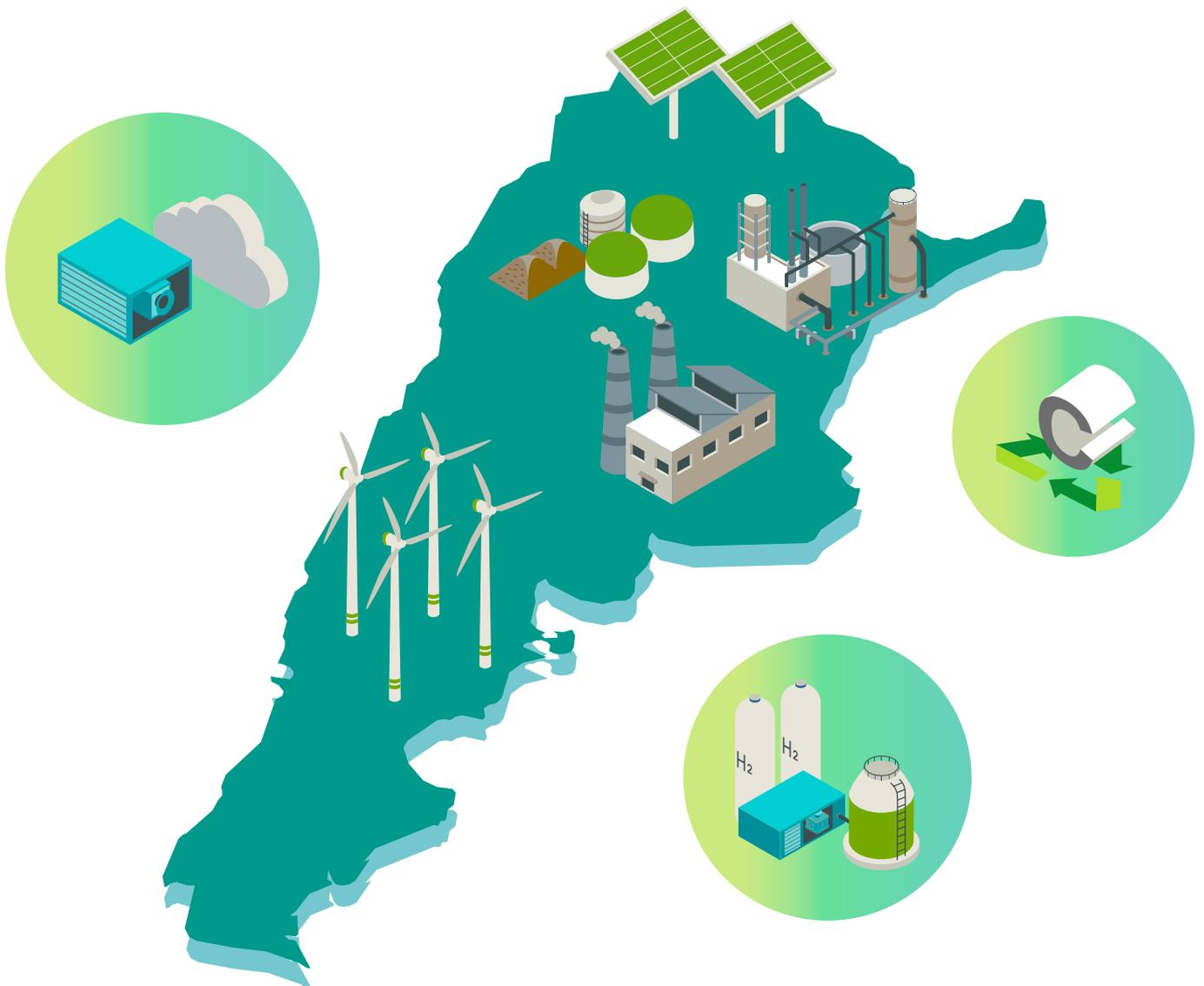


FUENTES DE CO₂ PARA LA PRODUCCIÓN DE PTX EN ARGENTINA



IMPRESA

Como empresa de propiedad federal, GIZ apoya al Gobierno Alemán en el logro de sus objetivos en el campo de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Oficinas registradas:

Bonn y Eschborn, Alemania

International PtX Hub
Potsdamer Platz 10
10785 Berlin, Alemania
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@ptx-hub.org
I www.ptx-hub.org

Autores:

Veronica Chorkulak, Sebastian Murua (GIZ)
Griselda Lambertini, Perla Villar, Raul Bertero (CEARE)
Micaela Carlino, Luciano Caratori, Gerardo Rabinovich
(Fundación Torcuato Di Tella)
Luisa López (DECHEMA e.V.)

Layout:

peppermint werbung berlin gmbh, Berlin

Este estudio se enfoca en el análisis de la disponibilidad de CO₂ y en la posible demanda de PtX en Argentina. Se elaboró en el marco del *International PtX Hub*, implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima de Alemania (BMWK por su sigla en alemán). El estudio fue realizado por los socios del proyecto GIZ Argentina, DECHEMA e.V., CEARE, y Fundación Torcuato Di Tella.

En el marco del *International PtX Hub*, la organización alemana DECHEMA e.V. publicó un informe denominado “Carbono para Power to X – Fuentes Adecuadas de CO₂ e Integración en las Cadenas de Valor de PtX” que sirve de introducción y soporte técnico para el presente estudio. Brinda información sobre diferentes fuentes puntuales de CO₂ y analiza las características de las diversas tecnologías de captura. Además, ofrece una visión general sobre el transporte y el almacenamiento (temporal) de CO₂. Se puede acceder al informe a través de este [enlace](#).

Mayo 2024



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by



TABLA DE CONTENIDOS

1. Introducción	8
2. Suministro de CO₂ como fuente de carbono en Argentina	10
2.1 Emisiones de energía	11
2.2 Emisiones de proceso	12
2.3 Emisiones industriales	13
2.3.1 Producción de amoníaco	13
2.3.2 Industria del cemento	14
2.3.3 Industria siderúrgica	14
2.3.4 Industria del aluminio	15
2.3.5 Industria papelera	16
2.4 Fuentes puntuales biogénicas	18
2.4.1 Bioetanol	18
2.4.2 Biogás	19
<i>Biogás para la generación de electricidad</i>	21
2.4.3 Biomasa	22
2.5 Localización de las fuentes de CO₂ en Argentina	23
2.5.1 Análisis de la localización de diferentes fuentes puntuales en el país	26
<i>Fuentes puntuales biogénicas</i>	26
<i>Industria papelera</i>	26
<i>Fuentes puntuales industriales</i>	27
<i>Fuentes puntuales del sector energético</i>	27
2.5.2 Superposición de fuentes de CO ₂ y potencial de energías renovables	29
<i>Fuentes de CO₂ en la Patagonia</i>	29
<i>Centro y sur de la Provincia de Buenos Aires</i>	30
<i>Fuentes biogénicas en la región central del país</i>	31
<i>Irradiación solar y fuentes de CO₂ en el norte</i>	32
2.6 Casos de estudio	33
2.7 Demanda de CO₂ para la producción de PtX	33
3. Infraestructura	35
3.1 Descripción de la infraestructura para el transporte de gas en Argentina	35
3.2 Requisitos para la infraestructura del transporte de CO₂ en Argentina	35
<i>Situación de la infraestructura mundial del transporte de CO₂</i>	36
3.3 Posibilidades de adaptación de la infraestructura actual	37
4. Aspectos regulatorios relacionados con CO₂: criterios de sustentabilidad y normativa para la CCUS	38
4.1 Criterios de sustentabilidad aplicables a las diferentes fuentes de CO₂	38
4.1.1 Captura directa del aire (DAC)	39
4.1.2 Biomasa	39
4.1.3 Fuentes puntuales industriales	39
4.2 Cálculos de GHG: umbrales de ahorro de GHG en RED II	40
4.3 Normativa e incentivos para la captura de carbono	40
4.3.1 Normativa e incentivos internacionales en materia de CCUS	41
<i>Reino Unido</i>	41
<i>Estados Unidos</i>	41
<i>Australia</i>	42
<i>Canadá</i>	43
4.3.2 Normativa sobre el transporte de carbono en Argentina	43
4.3.3 Conclusiones sobre la normativa y los incentivos para las tecnologías CCUS	44
5. Conclusiones	45

ABREVIATURAS Y SIGLAS

AER	Organismo regulador de la energía de Alberta	IRA	Ley de Reducción de la Inflación
AFCP	Asociación de Fabricantes de Cemento Portland	LNG	Gas natural licuado
AFOLU	Agricultura, silvicultura y otros usos del suelo	NOA	Noroeste argentino
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos	NOPSEMA	Autoridad Nacional de Seguridad del Petróleo en el Mar y de Gestión Ambiental
BOF	Horno básico de oxígeno	OIIP	Programa de Inversión en Infraestructura Petrolera Provincial
CAA	Cámara Argentina del Acero	PHMSA	Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima	PtX	Power to X
CCU	Captura y utilización de carbono	RDF	Fracturas dúctiles
CCUS	Captura, utilización y almacenamiento de carbono	RED	Directiva sobre Energías Renovables
CCS	Captura y almacenamiento de carbono	RFNBOs	Combustibles renovables de origen no biológico
CO2	Dióxido de carbono	SADI	Sistema Argentino de Interconexión
DAC	Captura directa del aire	SAE	Secretaría de Asuntos Estratégicos
DESNZ	Departamento de Seguridad Energética & Red Cero	SAF	Combustible de aviación sostenible
DOE	Departamento de Energía	SCA	Acuerdo de compensación suplementaria
DPA	Contrato de suministro eléctrico	TGN	Transportadora de Gas del Norte
EAF	Horno de arco eléctrico	TGS	Transportadora de Gas del Sur
ENARGAS	Ente regulador del gas natural		
EOR	Recuperación mejorada de petróleo		
EU	Unión Europea		
FAO	Organización para la Agricultura y la Alimentación		
GHG	Gases de efecto invernadero		
GHS	Sistema globalmente armonizado		
GSP	Paquete de ayuda gubernamental		
HVO	Aceite vegetal hidrogenado		
ICC	Captura industrial de carbono		
IJA	Ley de inversión en infraestructura y empleo		
INGEI	Inventario nacional de gases de efecto invernadero		
IPA	Instituto Petroquímico Argentino		
IPPU	Procesos industriales y uso de productos		



LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Plantas de producción de amoníaco (en toneladas)	14
Tabla 2: Empresas de celulosa	17
Tabla 3: Empresas productoras de bioetanol	18
Tabla 4: Centrales eléctricas de biogás, septiembre 2022	21
Tabla 5: Centrales eléctricas de biomasa, septiembre 2022	22
Tabla 6: Emisiones biogénicas por provincia	26
Tabla 7: Emisiones de la industria papelera por provincia	26
Tabla 8: Emisiones industriales por provincia	27
Tabla 9: Emisiones de energía por provincia	28
Tabla 10: Orden de magnitud de la oferta de CO₂ en cuatro casos de estudio	33
Tabla 11: Subvenciones otorgadas por el Fondo Australiano para el Desarrollo de CCUS (2021)	42



LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de la distribución de los recursos naturales y energéticos entre las provincias	8
Figura 2: Distribución sectorial de las emisiones de CO ₂ en 2018	10
Figura 3: Emisiones de CO ₂ procedentes de la combustión de combustibles en 2018.....	11
Figura 4: Suministro nacional de energía eléctrica, 2021.....	11
Figura 5: Emisiones anuales de CO ₂ de las centrales eléctricas de Argentina	12
Figura 6: Emisiones de CO ₂ de proceso derivadas del sector de procesos industriales y usos de productos 2018	13
Figura 7: Producción, importación y exportación de amoníaco en Argentina	13
Figura 8: Producción de cemento en Argentina en 2020 y 2021.....	14
Figura 9: Producción nacional de aluminio	15
Figura 10: Balance de masa de la industria papelera	16
Figura 11: Producción de celulosa y papel en Argentina	17
Figura 12: Síntesis del esquema de producción y comercialización del bioetanol	18
Figura 13: Localización de las plantas de bioetanol por insumos utilizados	19
Figura 14: Clasificación y nivel de utilización de los diferentes sustratos en las plantas de biogás anaeróbico relevadas	20
Figura 15: Utilización del biogás de las plantas relevadas.....	20
Figura 16: Mapa de disponibilidad de CO ₂ por provincia	23
Figura 17: Disponibilidad de fuentes de CO ₂ por provincia.....	23
Figura 18: Mapa de disponibilidad de fuentes biogénicas de CO ₂ por provincia	24
Figura 19: Disponibilidad de fuentes biogénicas de CO ₂ por provincia.....	24
Figura 20: Captura de pantalla del mapa web interactivo de fuentes puntuales de carbono en Argentina	25
Figura 21: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos eólicos en la región de la Patagonia	29
Figura 22: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos eólicos en la Provincia de Buenos Aires	30
Figura 23: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos eólicos en la región central del país	31
Figura 24: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos solares en la región norte del país	32
Figura 25: Demanda interna de CO ₂ (escenario: sustitución completa del consumo aparente en 2021 de metanol, urea y combustibles de aviación por productos PtX)	33
Figura 26: Supuesta demanda de CO ₂ en Argentina necesaria para la exportación de productos PtX	34
Figura 27: Cantidad de proyectos de CCS en los países seleccionados	37
Figura 28: Ciclo del carbono	38
Figura 29: Capacidad operativa y prevista de captura de carbono por sector	40



RESUMEN EJECUTIVO

En la actualidad, el hidrógeno verde se está posicionando como una contribución fundamental para alcanzar un sistema de energía sustentable. En este escenario, se requiere convertir el hidrógeno verde en moléculas más complejas ya sea para facilitar su transporte o para posibilitar su uso en diferentes aplicaciones.

Algunos ejemplos de estas moléculas son el querosene sintético para la aviación, el metanol y el amoníaco verde para el transporte marítimo, y la producción de químicos y fertilizantes verdes. Estos representan una oportunidad para la desfosilización de industrias y sectores difíciles de abatir. Una gran parte de estas moléculas consisten en átomos de carbono enlazados con átomos de hidrógeno, y por lo tanto, para su producción, además de hidrógeno renovable, se necesita una fuente de carbono. En este contexto, debe destacarse el rol de las fuentes de carbono en una economía *Power-to-X* (PtX).

A su vez, la producción de combustibles sintéticos renovables neutros en carbono y las materias primas basadas en hidrógeno verde y en carbono capturado podría contribuir a reducir las emisiones de CO₂ en el uso final debido a que sustituye a los productos fósiles.

El CO₂ es una fuente adecuada de carbono y puede obtenerse de distintas fuentes, como fuentes puntuales biogénicas e industriales, o del aire atmosférico. Sin embargo, existen pocas fuentes de CO₂ que ofrezcan un ciclo de carbono cerrado¹, entre las que se incluyen la captura directa del aire (DAC) (cuando opera con energía renovable), y las fuentes biogénicas (siempre y cuando se cumpla con criterios de sustentabilidad).

Con el objetivo de reducir los gases de efecto invernadero (GHG), son preferibles las fuentes de CO₂ procedentes de ciclos de carbono cerrados. No obstante, estas fuentes suelen implicar un costo más elevado en comparación con otras fuentes de CO₂.

Además, la disponibilidad mundial de biomasa es limitada y está desigualmente distribuida. Sin embargo, de acuerdo con la reciente normativa de la Unión Europea (UE), a corto y medio plazo se aceptarán diversas fuentes industriales de CO₂ para la producción de PtX, según los Actos Delegados [1].

El desarrollo de tecnologías de captura y utilización de carbono (CCU) puede enfrentarse a algunos desafíos, pero como existen proyectos de CCU desde hace décadas, los obstáculos tecnológicos pueden considerarse solucionables.

Argentina es un país muy extenso, que cuenta con una inmensa variedad de recursos y excelentes condiciones para la producción de hidrógeno verde de bajo costo. Además, su amplio sector industrial y sus industrias biogénicas pueden proporcionar una fuente de carbono adecuada para las aplicaciones PtX.

Los requisitos para desarrollar un proyecto PtX (energías renovables, fuentes de carbono, agua e infraestructura, etc.) no se distribuyen de manera uniforme por todo el país, por lo que su localización debe estudiarse cuidadosamente para optimizar la ubicación del proyecto.

¹ Un ciclo de carbono se considera cerrado cuando la cantidad de carbono emitida en el proceso haya sido extraída previamente de la atmósfera o separada de una corriente del proceso y secuestrada y, por lo tanto, el balance de carbono es cero

El objetivo de este estudio es evaluar las diferentes alternativas para utilizar el CO₂ como materia prima en la producción de PtX y analizar el potencial, las ubicaciones y los desafíos de estas fuentes puntuales de carbono en el contexto de Argentina.

A través de este estudio, se realiza una caracterización de las diferentes fuentes de carbono de diversos sectores disponibles en Argentina, con foco en su distribución geográfica. Se calculó que cada año se emiten aproximadamente 74,5 Mt de CO₂ como fuentes puntuales en todo el país, de las cuales 1,9 Mt proceden de fuentes biogénicas. Aunque son muchos los factores que influyen en la selección de ubicaciones adecuadas para las plantas de PtX, las regiones en las que no coexisten abundantes recursos renovables con la disponibilidad de fuentes de carbono se enfrentarán a desafíos. Para ello, puede ser necesario transportar CO₂ a zonas aptas para la generación de energías renovables o transportar electricidad desde regiones con altas velocidades del viento y/o irradiación solar a lugares con fuentes de carbono para la producción de hidrógeno y de PtX. Además, las zonas de producción situadas lejos de los centros de consumo o de los puertos también afrontarán desafíos que deben tenerse en cuenta dada la gran extensión del país.

Como parte de este estudio, se ha elaborado un mapa web que muestra las fuentes puntuales de CO₂ identificadas en el país (Capítulo 2.5) e indica su ubicación, tipo de fuente y tamaño. Es importante señalar que la disponibilidad de fuentes puntuales de carbono está desigualmente distribuida en todo el país. La identificación de estas fuentes ayudará a priorizar las vías de producción de productos PtX y a determinar las posibles necesidades de infraestructura, como el transporte de CO₂ a zonas con gran potencial para la producción de hidrógeno verde.

Actualmente, el transporte de CO₂ en Argentina se realiza solo a pequeña escala por camión. A mayor escala, en el futuro, los ductos de transporte desempeñarán un papel importante, y serán necesarias licencias para la operación y supervisión de la seguridad. La reconversión de los gasoductos de gas natural existentes para el transporte de CO₂ no sería viable en el país, debido a las limitaciones técnicas y a los futuros planes nacionales de utilización del gas natural.

Además de la disponibilidad, deben tenerse en cuenta los criterios de sustentabilidad aplicables a las distintas fuentes de CO₂, que se incluyen en el Capítulo 4.1. A largo plazo, la producción de PtX renovable tendrá que garantizar que el CO₂ procede de fuentes realmente sustentables y renovables. Sin embargo, en la actualidad, estas opciones o bien no están suficientemente maduras, o bien no están disponibles en las cantidades necesarias, o aún presentan costos extremadamente elevados. Por lo tanto, se espera que las emisiones industriales (por ejemplo, las correspondientes a la producción de cemento) sean tenidas en cuenta a corto plazo.

Para facilitar el desarrollo de derivados del hidrógeno verde que contengan carbono, será necesario implementar políticas públicas para el desarrollo de fuentes de carbono y tecnologías de CCU(S), establecer regulaciones relativas a los estándares para la reducción de emisiones de CO₂, y crear un régimen de autorización para el suministro de los servicios de transporte y almacenamiento de carbono.



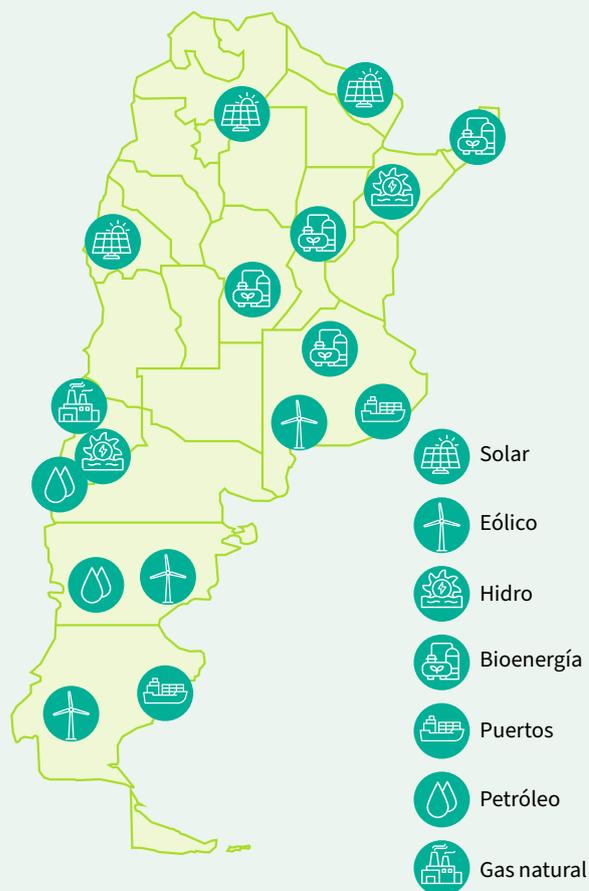
INTRODUCCIÓN

En los últimos años, el hidrógeno renovable ha ganado importancia en todo el mundo como elemento clave para reducir las emisiones en sectores difíciles de desfosilizar y alcanzar la neutralidad climática.

Las condiciones energéticas de Argentina son óptimas para la generación de hidrógeno renovable. Por ejemplo, los valores de las horas de plena carga de las centrales de energías renovables dieron como resultado una media ponderada del factor de capacidad para la energía eólica del 47% en 2021 y del 29% para la energía solar fotovoltaica en el mismo año [2].

Como se muestra en la Figura 1, los mejores recursos eólicos, fundamentales para la producción de hidrógeno verde de bajo costo, se encuentran en el sur del país, especialmente en la región patagónica. El mapeo de la distribución de estos recursos energéticos, así como de las fuentes de carbono, las instalaciones industriales y la infraestructura portuaria disponible es esencial para identificar posibles ubicaciones de proyectos y centros de producción de hidrógeno verde y PtX.

Figura 1: Mapa de la distribución de los recursos naturales y energéticos entre las provincias



Fuente: Agora Energiewende, Agora Industry y Fundación Torcuato Di Tella (2023) [3]



En septiembre de 2023, la Secretaría de Asuntos Estratégicos (SAE) de Argentina lanzó la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Bajas Emisiones [4], tras su validación a través de consultas coordinadas en una mesa redonda de múltiples sectores interesados.

La Estrategia Nacional del Hidrógeno define objetivos y acciones para los once ámbitos siguientes: costos; mercados de exportación; mercado interno; desarrollo industrial; ciencia, tecnología e innovación; empleo y formación; certificaciones; infraestructura; inversiones; política ambiental; y cooperación regional e internacional. Entre las metas más significativas, Argentina fija el objetivo de alcanzar una producción nacional de hidrógeno de bajas emisiones de al menos 1 Mt/año en 2030 y de 5 Mt/año para 2050 (1 Mt para el mercado local y 4 Mt para la exportación) [4]. Para alcanzar el objetivo de producción en 2050, la Estrategia estima que será necesario instalar al menos 30 GW de capacidad de electrólisis y 55 GW de generación de electricidad renovable. Los usos domésticos previstos del hidrógeno incluyen el metanol, los combustibles sintéticos, como el combustible de aviación sostenible (SAF), y el aceite vegetal hidrogenado (HVO) para descarbonizar los sectores del transporte marítimo y la aviación. En menor medida, está prevista la aplicación del hidrógeno de bajas emisiones en la industria siderúrgica y en celdas de combustible en transporte pesado. También se incluye la creación de un mercado voluntario de mezclas con gas natural.

De esta forma, Argentina podría convertirse en exportador neto de hidrógeno renovable y sus derivados a países que dependerán de las importaciones para desfosilizar su matriz energética e industrial.

Para desarrollar una cadena de valor *Power-to-X* (PtX) en el país, además de hidrógeno renovable, se necesitarán fuentes de carbono para producir hidrocarburos, como metanol o combustibles sintéticos, mediante procesos PtX. El dióxido de carbono (CO₂) es una fuente de carbono adecuada para los productos PtX, ya que es un producto residual de los procesos de combustión o de las reacciones químicas de muchas industrias. Este CO₂ puede proceder de diversos puntos, como fuentes industriales y biogénicas (para una descripción más detallada de todas las fuentes, consulte la sección general del estudio en este [enlace](#)). Dado que actualmente estas fuentes puntuales liberan el gas a la atmósfera, existe potencial para capturarlo y utilizarlo como materia prima para el PtX. Sin embargo, es importante diferenciar entre estas distintas fuentes, ya que algunas de ellas pueden presentar desventajas debido a su origen fósil y al riesgo de crear un efecto de *carbon lock-in*.

Otra fuente importante de CO₂ es el aire, cuya concentración de CO₂ no ha dejado de aumentar desde la revolución industrial hasta alcanzar un valor actual de 419 ppm [5]. Sin embargo, las tecnologías actuales para capturar CO₂ de la atmósfera siguen siendo muy caras y no están del todo maduras.

El objetivo de este estudio es evaluar las diferentes opciones para utilizar el CO₂ como materia prima en la producción de PtX y analizar el potencial, las ubicaciones y los desafíos de estas fuentes puntuales de carbono en el contexto de Argentina.

Para alcanzar este objetivo, el presente estudio analiza diversos sectores económicos del país con el fin de identificar posibles fuentes de carbono industriales y biogénicas. El estudio intenta evaluar de forma exhaustiva la disponibilidad de todas las fuentes de carbono del país sin tener en cuenta otras implicaciones relacionadas con su uso. Sin embargo, a la hora de desarrollar un nuevo proyecto, es pertinente centrarse en la sustentabilidad y la aceptación de las distintas fuentes de carbono. El Capítulo 4.1 incluye una sección sobre los criterios de sustentabilidad aplicables a las distintas fuentes de CO₂ para abordar esta cuestión. Como se explica en esta sección, a largo plazo, la producción de PtX renovable tendrá que garantizar que el CO₂ procede de fuentes realmente sustentables y renovables, por lo que se desaconsejan las fuentes puntuales de carbono industriales a medio y largo plazo.

No obstante, a corto plazo, se prevé que persistan las emisiones industriales, sobre todo en sectores difíciles de abatir, como la industria cementera. Al mismo tiempo, se espera que los costos de la tecnología de Captura Directa del Aire (DAC), que hoy por hoy son prácticamente prohibitivos para el desarrollo de PtX, disminuyan significativamente. Por tanto, es coherente aprovechar las fuentes industriales con menores costos como fuentes de transición hacia fuentes verdaderamente sustentables, como la DAC. El desafío consiste en utilizar eficazmente estas fuentes específicas, minimizar los efectos de *carbon lock-in* y garantizar que las industrias respectivas sigan teniendo incentivos suficientes para reducir sus emisiones.

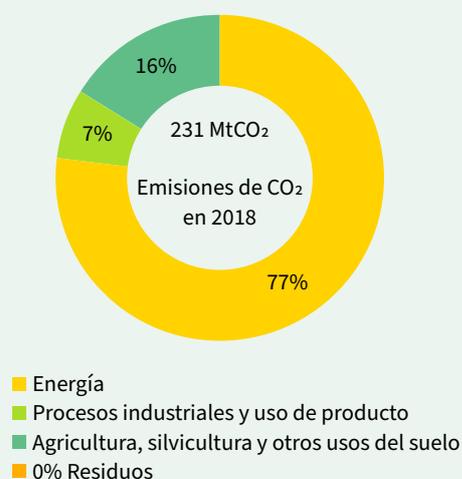
Como parte de este estudio, se ha elaborado un **mapa**, que se presenta en el Capítulo 2.5. El objetivo del mapa es identificar y visualizar las fuentes de carbono en forma de CO₂ en Argentina para colaborar en la búsqueda de oportunidades para desarrollar proyectos PtX en el país. Para ello, el mapa muestra las principales fuentes puntuales de CO₂ en Argentina, e indica su ubicación, tipo de fuente y tamaño. Resulta importante destacar que la disponibilidad de fuentes puntuales de carbono está desigualmente distribuida en todo el país y la identificación de estas fuentes de carbono ayudará a priorizar las vías para producir productos PtX, así como a determinar las posibles necesidades de infraestructura, por ejemplo, el transporte de CO₂ a zonas con alto potencial para la producción de hidrógeno.



SUMINISTRO DE CO₂ COMO FUENTE DE CARBONO EN ARGENTINA

Las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GHG) de Argentina ascendieron a 366 Mt_{CO₂e} en 2018, de las cuales el 63% correspondieron a CO₂. El sector energético fue el que más contribuyó, con más de tres cuartas partes (77%) de las emisiones totales de CO₂ de Argentina (véase la Figura 2). La mayoría de las emisiones del sector energético están principalmente relacionadas con la combustión de combustibles fósiles. La agricultura, la silvicultura y otros usos del suelo (AFOLU) fueron los segundos sectores que más contribuyeron a las emisiones de CO₂ de Argentina, con un 16%, seguidos de los procesos industriales y el uso de productos (IPPU) (7%) y los residuos (0,01%) [6].

Figura 2: Distribución sectorial de las emisiones de CO₂ en 2018 [6]



El CO₂ que se utiliza en la producción de PtX puede capturarse de la generación de energía, de fuentes puntuales industriales y biogénicas, y del aire atmosférico.

Argentina cuenta con un desarrollo industrial significativo, como en los sectores del cemento y el acero, y también ha creado una industria relevante basada en bioenergías. Por consiguiente, la industria existente puede servir de importante fuente de carbono para producir productos PtX. Asimismo, la futura expansión de la industria bioenergética podría contribuir a un mayor desarrollo de las industrias PtX al proporcionar valiosos insumos de carbono.

Las emisiones directas de CO₂ del sector industrial pueden dividirse en dos categorías: emisiones de proceso y emisiones de energía.

- Las emisiones relacionadas con la energía proceden principalmente de la combustión de combustibles fósiles para suministrar el calor de proceso necesario. Estas emisiones podrían reducirse con mejoras en la eficiencia del proceso y podrían evitarse sustituyendo los combustibles fósiles por alternativas renovables.
- Las emisiones de procesos se generan directamente como un subproducto de determinadas reacciones, por ejemplo, en la calcinación de la materia prima en la producción de cemento. Algunas de estas emisiones son inevitables, ya que los procesos correspondientes carecen de materiales y rutas de producción alternativas.

Aparte de las fuentes puntuales, el CO₂ puede obtenerse del aire mediante la captura directa del aire (DAC). Esta fuente de carbono está físicamente disponible en cualquier lugar. Sin embargo, separar el CO₂ del aire es un proceso que consume mucha energía y aún no es competitivo en costos. En la



actualidad, no existen plantas de DAC en Argentina, por lo que esta tecnología no se describe con más detalle como fuente actual en los siguientes capítulos. No obstante, se espera que la DAC desempeñe un papel importante en la producción de PtX a largo plazo. Encontrará más información sobre esta tecnología en el informe general “Carbono para Power to X – Fuentes Adecuadas de CO₂ e Integración en las Cadenas de Valor de PtX” en este [enlace](#).

Los siguientes capítulos proporcionan contexto sobre fuentes puntuales de diferentes sectores en Argentina y sus emisiones de CO₂, como posible materia prima para PtX.

2.1 Emisiones de energía

La combustión de combustibles en Argentina generó 172 Mt_{CO2} en 2018, lo cual correspondió al 97% de las emisiones totales de CO₂ relacionadas con la energía en el país. La contribución de las distintas industrias a estas emisiones se muestra en la Figura 3. La industria energética representa el 34% de las emisiones por combustión e incluye la producción de electricidad y calor, el refinado de petróleo, la producción de combustibles sólidos y otras industrias energéticas. Asimismo, la participación de la industria manufacturera y de la construcción en las emisiones de combustión asciende al 19%, que procede de la combustión de combustibles para fabricar productos como hierro y acero, productos químicos, y papel. Las emisiones procedentes del transporte y de otros sectores no se tratan con más detalle, ya que no se consideran fuentes puntuales y, por tanto, no pueden utilizarse para la producción de PtX.

La Figura 4 muestra el suministro nacional de energía eléctrica en 2021. La matriz eléctrica argentina está dominada por la generación térmica, que representó el 63,5% en 2021. El principal combustible utilizado para la producción de electricidad en 2021 fue el gas natural (82%), seguido del gasoil (10%), el fuel oil (4%) y el carbón (3%). Las fuentes de energía renovables, incluidas la hidroeléctrica <50MW, la eólica y la solar, representaron el 12,3%, mientras que la hidroeléctrica >= 50MW aportó el 17% y la nuclear, el 12,3% de la producción total de electricidad. Se espera que la producción de electricidad renovable² aumente al 20% hasta 2025, según el objetivo fijado por la Ley N° 27.191 [7].

Las emisiones anuales de CO₂ de las centrales eléctricas se presentan en la Figura 5. Según la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA), las emisiones de CO₂ por generación eléctrica totalizaron 42 millones de toneladas de CO₂ en 2021, la mayoría de ellas derivadas del uso de gas natural.

² Sin incluir centrales hidroeléctricas grandes

Figura 3: Emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de combustibles en 2018 [6]

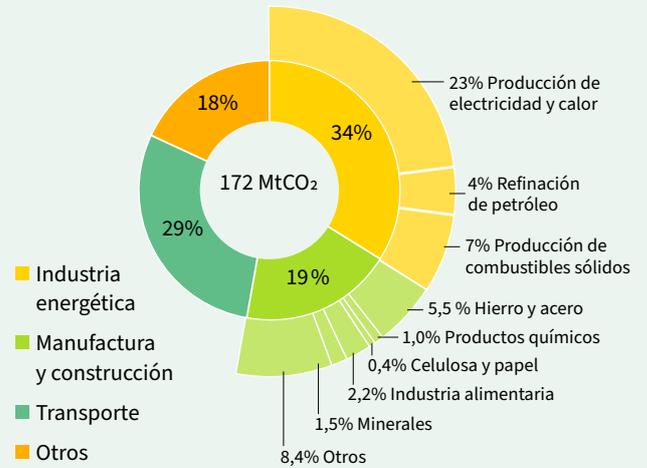
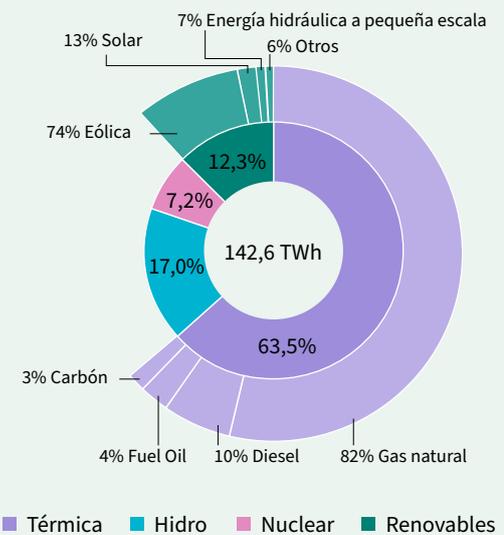
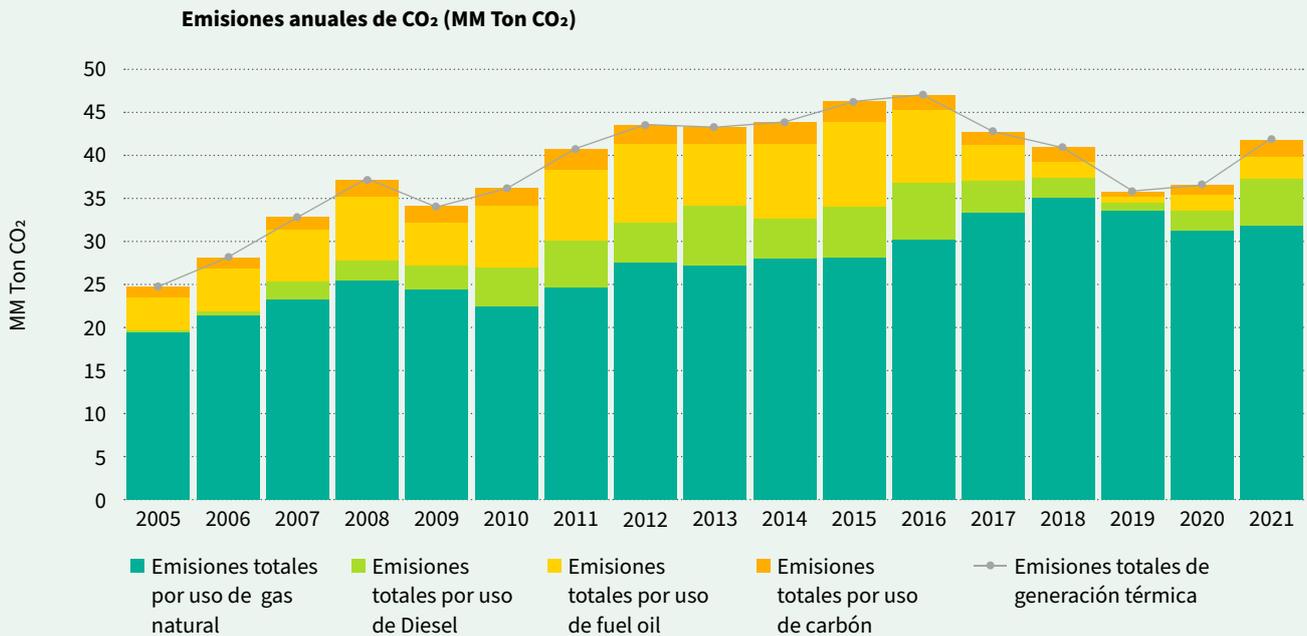


Figura 4: Suministro nacional de energía eléctrica, 2021



Fuente: elaboración propia a partir de datos de CAMMESA [8]



Figura 5: Emisiones anuales de CO₂ de las centrales eléctricas de Argentina

Fuente: CAMMESA 2021 [9]

En Argentina, la electricidad tiene una cobertura muy amplia, que alcanza al 98% de los hogares. En cambio, la red de gas natural llega al 71% de los hogares [6].

Debido a la ubicación de los recursos energéticos y a la concentración de los puntos de consumo, Argentina cuenta con una extensa red interconectada de transporte con una configuración de bucle cerrado y redes de distribución locales. La red abarca más de 28.000 km de líneas (de 500 kV a 33 kV) y está gestionada por 11 empresas. Sin embargo, debido a su gran extensión, la red incurre en pérdidas significativas (aproximadamente un 16%), lo que se traduce en implicaciones económicas y en un aumento de las emisiones por unidad de generación. En 2018, el factor de emisión promedio de la red nacional interconectada fue de 0.30 t_{CO2}/MWh [6].

Aunque el sector de refinación de petróleo representa un porcentaje relativamente bajo de las emisiones, éstas están muy concentradas en unas pocas refinерías. Si bien varias instalaciones procesan combustibles líquidos en cierta medida, solo siete refinерías que centralizan la producción, cuatro de ellas consideradas de alta complejidad, representan en conjunto más del 80% de la producción de combustible.

Las refinерías requieren un importante consumo de energía en forma de calor y electricidad para fraccionar el crudo y convertirlo en combustibles y productos químicos acabados, como nafta, fuel oil, gasoil, combustible de aviación y gas licuado. En 2018, la actividad de refinación consumió 332 ktep de combustibles líquidos y 2.418 ktep de combustibles gaseosos, y emitió aproximadamente 6.792 kt de CO₂ [6].

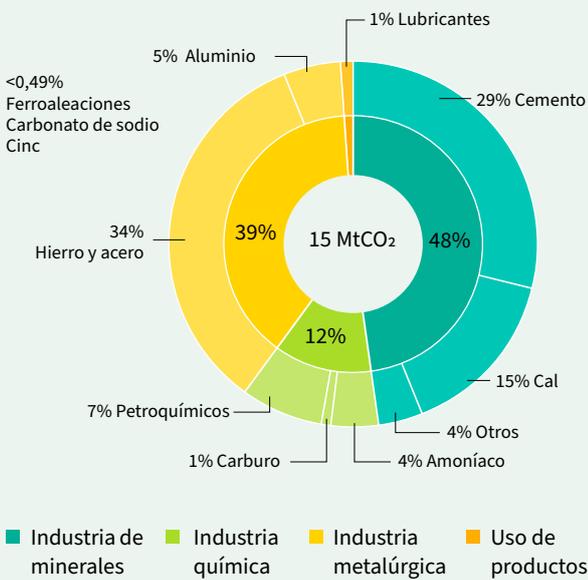
2.2 Emisiones de proceso

En Argentina, el sector industrial se caracteriza por una gran diversidad de actividades, empresas y escalas. Los principales sectores son la producción de alimentos y bebidas, con un 27% del valor bruto de la producción del sector, seguido del sector de la construcción, con un 14%, y la fabricación de sustancias y productos químicos, con un 12%. En 2018, el sector industrial fue el segundo mayor consumidor de gas natural, después de las centrales eléctricas. Contrariamente a la tendencia del sector residencial, el consumo de gas en el sector industrial no es estacional. La construcción es una de las industrias más relevantes por el número de empresas y la gran cantidad de insumos que demanda, sobre todo cemento [6].

En 2018, el sector industrial de Argentina emitió 15 Mt de CO₂ relacionadas con emisiones de proceso. La Figura 6 muestra los porcentajes de emisión de los distintos subsectores. La industria de los minerales fue responsable del 48% de las emisiones del sector, mientras que la industria química representó el 12%. Por su parte, la industria metalúrgica fue responsable del 39% y el uso de productos contribuyó en un 1% a las emisiones sectoriales. El 93% de las emisiones de CO₂ de la industria de los minerales proceden de la producción de cemento y cal. En la industria química, la mayoría de las emisiones se generan en la producción de amoníaco y productos petroquímicos (incluidos el metanol y el etileno). La producción de hierro, acero y aluminio provoca las principales emisiones de CO₂ de la industria metalúrgica.



Figura 6: Emisiones de CO₂ de proceso derivadas del sector de procesos industriales y usos de productos 2018 [6]



2.3 Emisiones industriales

En este capítulo se describen diferentes sectores industriales de Argentina, ya que ofrecen posibles fuentes de carbono para los productos PtX. Las emisiones presentadas en este capítulo, que posteriormente se muestran en el mapa (véase el Capítulo 2.5), incluyen tanto las emisiones de CO₂ de proceso como de energía. La lista de industrias que figura en este capítulo no es exhaustiva, y se centra en los principales emisores industriales del país. Otras fuentes puntuales que no se describen aquí son las industrias alimentaria y de bebidas, y la industria del vidrio.

2.3.1 Producción de amoníaco

En la producción de amoníaco, como en el caso de otras industrias químicas básicas, el CO₂ se genera no solo por la combustión de combustibles fósiles para la transformación de energía, sino como subproducto en el proceso de reformado de metano con vapor para la producción de hidrógeno. En la actualidad, las empresas Profertil y Austin Powder captan este CO₂ y, en el caso de Profertil lo transforma en urea.

Según el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, la industria argentina del amoníaco emitió 575 kt de emisiones de CO₂ de proceso en 2018 [6]. En el inventario, las emisiones energéticas solo figuran para el sector químico, pero no específicamente para el amoníaco.

La producción anual de amoníaco en Argentina, basada en el anuario 2021 del Instituto Petroquímico Argentino (IPA), se muestra en la Figura 7. En consecuencia, la producción de amoníaco del país alcanzó un máximo de 856 kt en 2017 y el valor de 2021 correspondió a 593,4 kt. Según IPA, el 98% de la producción de amoníaco en 2021 se destinó a producir urea.

Figura 7: Producción, importación y exportación de amoníaco en Argentina



En Argentina existen tres plantas de amoníaco explotadas por las empresas Bunge Argentina S.A., Profertil S.A. y Austin Powder Argentina S.A. La Tabla 1 ofrece información general sobre estas tres plantas, que utilizan gas natural como materia prima. Cabe destacar que la planta de amoníaco de Austin Powder es nueva, ya que su puesta en marcha tuvo lugar en junio de 2021.

Tabla 1: Plantas de producción de amoníaco (en toneladas)

Empresa	Ubicación	Capacidad instalada [t/año]	Proceso	Materia prima
Bunge Argentina S.A	Campana (Buenos Aires)	29.700	N-Ren	Gas Natural
Profertil S.A.	Bahia Blanca (Buenos Aires)	790.000	Haldor Topsoe	Gas Natural
Austin Powder	El Galpón (Salta)	60.000	Girdler Corp.	Gas Natural

Fuente: Anuario IPA 2021 [10]

Profertil posee cerca del 90% de la capacidad total instalada de amoníaco en el país y, de acuerdo con su reporte de sustentabilidad, la empresa implementa controles y procesos que permiten el uso eficiente del gas natural, tanto para su combustión como para su procesamiento y transformación en fertilizante. Así, adoptan el uso de off-gas como combustible, lo que contribuyó a reducir el consumo de 5,2 millones de toneladas de gas natural en 2021 y, de esta forma, se evitaron 10,2 kt de CO₂ en ese mismo año [11]. En 2021, la empresa consumió 223,4 GWh de energía eléctrica, el 64% de la cual se produjo a partir de energías renovables tras la puesta en marcha del parque eólico Los Teros [11].

2.3.2 Industria del cemento

En la fabricación de cemento, las emisiones de CO₂ se generan a partir de la combustión de combustibles fósiles (emisiones relacionadas con la energía) y de la calcinación de la materia prima, que produce cal y CO₂ como subproducto.

La industria cementera fue responsable de 4.535 kt de emisiones de CO₂ de proceso en 2018 en Argentina [6]. Las emisiones de energía de este sector no se enumeran específicamente.

Debido a un largo proceso de adquisiciones y fusiones, la producción de cemento en el país se concentra en solo cuatro empresas.

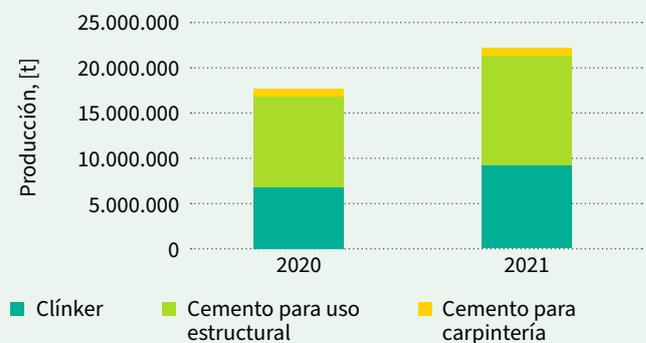
La Asociación de Fabricantes de Cemento Portland (AFCP) agrupa a las cuatro cementeras que operan en el territorio argentino: Loma Negra CIASA, Holcim (Argentina) SA, Cementos Avellaneda SA, y PCR S.A.

A diciembre de 2021, la industria cementera argentina contaba con 16 plantas de fabricación y molienda de cemento, distribuidas en distintas regiones del país. En 2020, en conjunto, tenían una capacidad instalada anual operativa de 18.468.000 toneladas de cemento [12].

En Argentina se producen cementos de uso general, cementos de albañilería y cementos de uso en hormigones para la construcción de pavimentos con tecnología de alto rendimiento (TAR).

La Figura 8 muestra las cantidades de producción de productos de cemento en Argentina en 2020 y 2021 [12], el clínker y el cemento para usos estructurales eran los productos predominantes. La producción de cemento de Argentina en 2021 fue de 12,1 millones de toneladas, de las cuales 114 kt se exportaron y 12,0 millones se consumieron internamente.

Figura 8: Producción de cemento en Argentina en 2020 y 2021



Fuente: AFCP 2022 [12]

En 2021, el consumo específico de energía de la industria cementera en Argentina fue de 3,46 GJ por tonelada de clínker y de 2,36 GJ por tonelada de cemento, con una participación de combustibles alternativos y biomasa del 8,7% y un factor de emisión de 61,9 kg CO₂/GJ. Ese mismo año se liberaron a la atmósfera 519 kg_{CO2} por tonelada de cemento.

2.3.3 Industria siderúrgica

En la fabricación de acero, las emisiones de CO₂ proceden de la quema de combustibles fósiles para obtener las altas temperaturas necesarias para los distintos tratamientos, de la reducción del óxido de hierro con un agente reductor como el CO, y del uso de energía y vapor en la acería.

En 2018, la fabricación de hierro y acero fue responsable de 5.279 kt de emisiones de CO₂ de proceso y 9.537 kt de emisiones de CO₂ de energía en Argentina [6].

El sector siderúrgico argentino está muy concentrado: lo componen 11 empresas, tres de las cuales producen el 97% del acero bruto y el 88% de los productos acabados. Las tres empresas más importantes son empresas integradas, es decir,



que obtienen sus productos siderúrgicos a partir del mineral de hierro. El proceso de producción en este tipo de empresas consta de cuatro etapas: reducción, fabricación del acero, laminación en caliente, y laminación en frío. Las empresas que integran este segmento son Ternium-Siderar, Acindar, y Tenaris – Siderca. La capacidad de producción anual de estas empresas es de unos 7 millones de toneladas de acero bruto.

La capacidad de producción en la fase básica de fundición o reducción de hierro primario (arrabio y/o hierro esponja) se concentra principalmente en Ternium-Siderar, que posee el 56,6% de la capacidad total, mientras que Acindar (24,6%) y Tenaris-Siderca (18,9%) producen el resto.

Ternium Siderar es la única empresa que dispone de un alto horno (horno básico de oxígeno o BOF), mientras que Acindar y Tenaris Siderca producen mediante reducción directa – horno eléctrico (horno de arco eléctrico o EAF).

La siguiente fase de producción (fabricación del acero) también se concentra en pocos proveedores, entre ellos dos adicionales: AcerBrag y Aceros Zapla, que alcanzan el 6,1% de la capacidad instalada y elevan a cinco el número de empresas; las tres líderes suman el 93,9% de la capacidad operativa de acero bruto.

El Inventario de GHG de Argentina de 2018 indica que el 87% de las emisiones relacionadas con la industria metalúrgica se deben principalmente a la producción de hierro y acero, y el 12% a la producción de aluminio. El 1% restante corresponde a las emisiones procedentes de la producción de ferroaleaciones y cinc [6].

Según la Cámara Argentina del Acero (CAA), el sector siderúrgico argentino mantiene, desde hace varios años, un nivel de producción en torno a los 5 millones de t/año de acero. En Argentina, de los 5 millones de toneladas de acero producidas anualmente, entre 1,5 y 1,7 millones proceden de acero fabricado a partir de chatarra ferrosa. La CAA indica que la huella ambiental de la utilización de chatarra ferrosa para la fabricación de acero es altamente beneficiosa para el país. Por cada tonelada de chatarra reciclada en hornos siderúrgicos, se evitan 1,5 toneladas de CO₂³, se ahorran 1,4 toneladas de mineral de hierro, y el consumo específico de energía en los procesos de fabricación se reduce en 13 GJ/t. La producción de acero en Argentina presenta tres rutas de proceso y todas consumen chatarra ferrosa como materia prima en distintas proporciones: 1) la ruta de Alto Horno-Convertidor al Oxígeno (productos planos) utiliza entre un 15 y un 20% de chatarra ferrosa como materia prima; 2) la ruta de Reducción Directa-Horno Eléctrico de Arco (productos largos, incluidos tubos sin costura) consume entre 40 y 60% de chatarra ferrosa; y 3) la ruta de Horno Eléctrico 100% chatarra (largos) requiere únicamente de chatarra ferrosa como materia prima para producir acero [13].

³ Este valor corresponde al cálculo de las emisiones según la metodología de la Asociación Mundial del Acero. En el caso del Inventario Nacional, el indicador de intensidad de emisiones para el sector siderúrgico es de 1,17 toneladas equivalentes de CO₂ por tonelada de acero producida, ya que no se tienen en cuenta las emisiones asociadas al consumo de energía adquirida y se basa en el consumo de agentes reductores que contienen carbono.

2.3.4 Industria del aluminio

Las emisiones mundiales de CO₂ de la industria del aluminio pueden clasificarse en tres tipos diferentes: (i) la mayoría de las emisiones (en torno al 60%) son indirectas y proceden del uso de electricidad, que podría mitigarse mediante el uso de energías renovables, (ii) las emisiones directas de proceso proceden del consumo de ánodos de carbono durante la fundición del aluminio (alrededor del 15%), mientras que (iii) las emisiones directas de energía proceden de la combustión de combustibles fósiles para alcanzar las altas temperaturas requeridas (aproximadamente el 15%) [14].

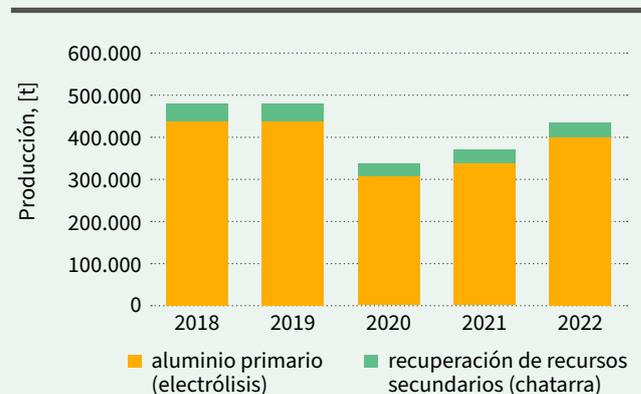
La fabricación de aluminio produjo 703 kt de emisiones de CO₂ de proceso en [6]. Las emisiones de energía no se enumeran específicamente para este sector.

Aluar Aluminio Argentino es la única empresa argentina que produce aluminio primario en el país, y posee la mayor participación en la producción de aluminio (427 kt/año en 2019 [15]). La producción de aluminio primario de esta empresa está ubicada en Puerto Madryn, Chubut, y su cartera de productos incluye tanto aluminio líquido como productos procesados para diversas industrias.

Otras empresas destinadas a la industria del aluminio en Argentina son Alcomar, ALKE, Alpros, ISHI y EXAL Aluminio [16].

La Figura 9 muestra la producción nacional de aluminio en Argentina, con aproximadamente un 9% de la producción procedente de chatarra de aluminio reciclada.

Figura 9: Producción nacional de aluminio [17]



En la actualidad, una parte significativa de la alúmina necesaria para la producción de aluminio en Argentina se importa, debido principalmente a las escasas reservas de bauxita del país y a los elevados costos de electricidad asociados a la producción de alúmina [16].

Los segmentos económicos con mayor consumo de aluminio en Argentina en 2022 fueron los envases (27,3%), la construcción civil (24,1%), el transporte (16,2%), y la industria eléctrica (12,1%) [17].



2.3.5 Industria papelera

Las plantas de celulosa se encuentran entre los mayores consumidores de biomasa de madera del mundo, lo que provoca importantes emisiones de CO₂ de origen biológico. En parte, la composición de las emisiones de la industria papelera depende del origen de los combustibles utilizados para el proceso de secado, que es una etapa de esta industria que consume mucha energía. Si se utiliza biomasa como combustible para este proceso de secado, las emisiones de CO₂ de esta industria son biogénicas primarias. Además, hay otras emisiones de proceso que también son biogénicas, generadas en el ciclo de recuperación del licor blanco, que proceden de la materia prima madera.

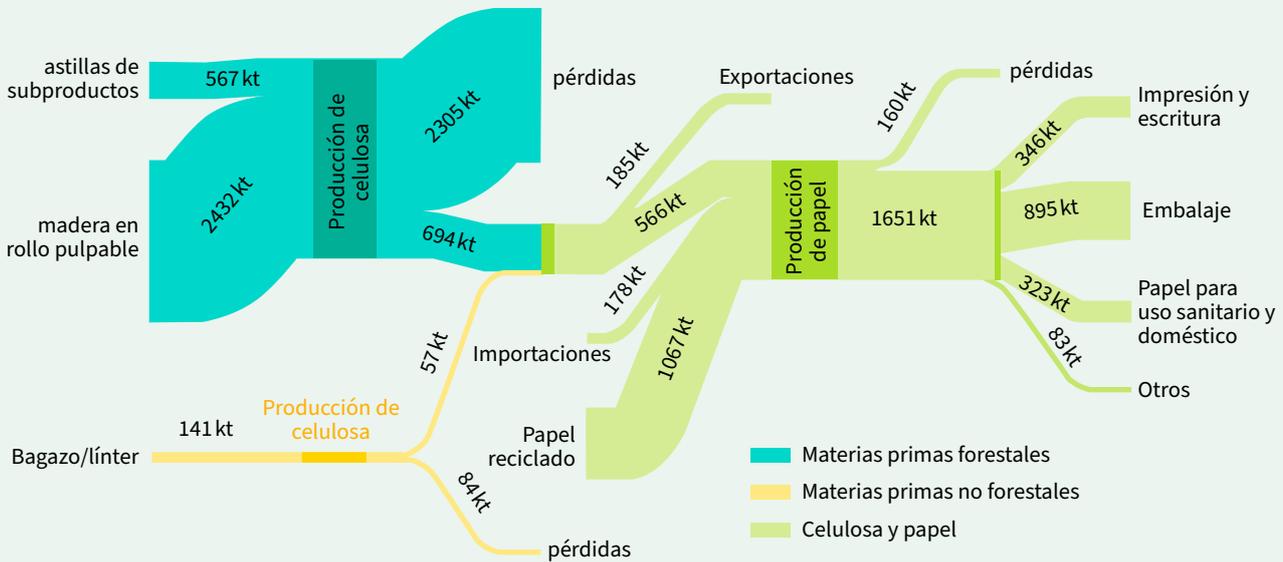
La industria de la celulosa y el papel en Argentina fue responsable de 659 kt de emisiones de CO₂ de energía en 2018 [6]. Las emisiones de proceso no se mencionan en el inventario.

La Figura 10 muestra el balance de masa de la producción de celulosa y papel en Argentina. Las materias primas forestales, compuestas por astillas de subproductos y madera en rollo pulpable, representan el 95% de la materia prima total para la producción de celulosa. El 5% restante se compone de bagazo y línter.

La producción de papel utiliza un 59% de papel reciclado, un 31% de pasta de fabricación nacional, y un 10% de importaciones. El papel de embalaje es el tipo de papel más producido (54%), que junto con el papel para imprimir (21%) y el papel para uso sanitario y doméstico (20%), representan el 95% del total de papel producido en Argentina. En cuanto a la localización de la producción de papel, el 79,7% se encuentra en la región pampeana, el 10,7% en el Noroeste, el 6,4% en la región mesopotámica, y el 3,2% en Cuyo y la Patagonia, mientras que la producción de pasta de celulosa se concentra principalmente en las provincias de Misiones (50%), Buenos Aires (18,4%) y Santa Fe (18,2%).

La producción de celulosa se ha mantenido relativamente estable durante las últimas décadas en Argentina, en torno a 800 kt/año, mientras que la producción de papel aumentó considerablemente, ya que pasó de unas 1050 kt/año en 2016 a 1750 kt/año en 2018 (véase la Figura 11), con un enfoque en el mercado interno.

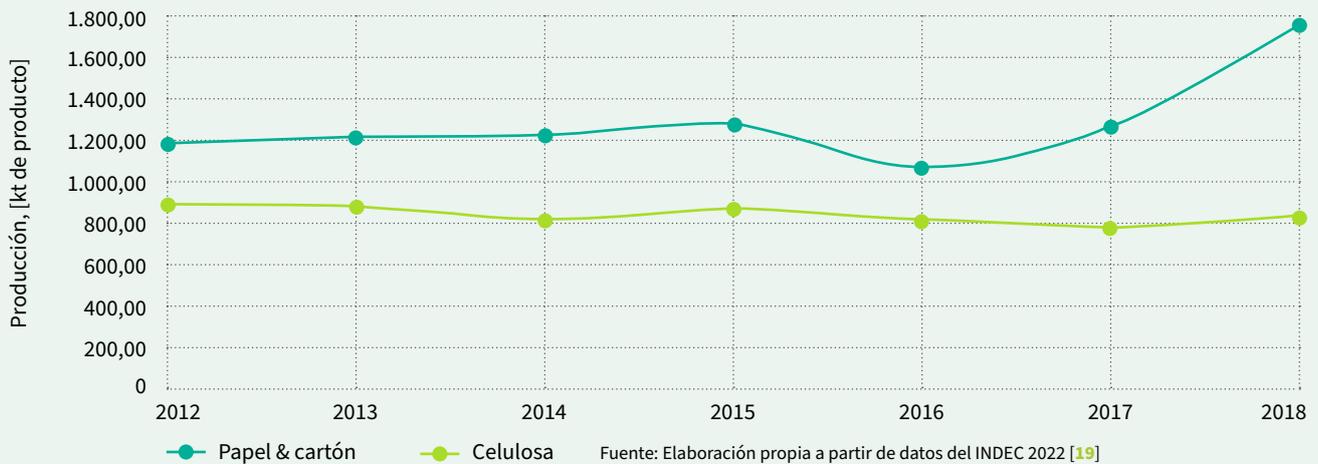
Figura 10: Balance de masa de la industria papelera



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del MAGyP 2022 [18]



Figura 11: Producción de celulosa y papel en Argentina



Arauco es la única empresa del país que produce celulosa de mercado. Además, existen 6 empresas integradas que fabrican celulosa para luego destinarla a la fabricación de papel y/o cartón [18]. Otras empresas solo fabrican papel y/o cartón, ya que compran celulosa a terceros, y papel reciclado en el mercado nacional y extranjero.

El conjunto de empresas integradas, en su mayoría, utilizan materia prima derivada de troncos pulpables procedentes de bosques implantados y astillas de madera (subproductos de la industria), mientras que otras empresas utilizan otras fibras, como el bagazo de caña de azúcar o linteros de algodón. Las empresas integradas utilizan el 100% de su producción de celulosa, pero compran una proporción menor de otras materias primas para luego fabricar papel y/o cartón.

Como se ha indicado, la mayor parte de la celulosa utilizada como materia prima para la fabricación de papel procede de bosques plantados. En este sentido cabe destacar que la

superficie forestal argentina está compuesta por 50 millones de hectáreas de bosque nativo y aproximadamente 1,3 millones de hectáreas de bosque implantado. Alrededor del 12% de la superficie total del país está formada por zonas forestales. Según datos del Ministerio de Agricultura y Ganadería, hay más de 42 mil hectáreas destinadas a la producción forestal.

La madera como materia prima en la producción de papel también se utiliza para la generación de energía, cuya combustión puede considerarse neutra en CO₂ siempre que se lleve a cabo una gestión forestal sostenible. En 2020, se generó un total de 6,5 millones de m³ de residuos forestales procedentes de la producción industrial forestal argentina, de los cuales el 43% (2,8 millones de toneladas) se utilizó como biomasa para la producción de energía [18].

La Tabla 2 muestra el listado de empresas que producen celulosa, su ubicación, el nivel y utilización de su capacidad instalada, y el tipo de celulosa que producen.

Tabla 2: Empresas de celulosa

Nombre de la empresa	Ubicación	Capacidad instalada (tonelada métrica Seca al Aire)	Utilización de capacidad instalada	Tipo de celulosa
Arauco Argentina S.A.	Misiones	350.000	87%	Química al sulfato (Kraft) y pasta <i>fluff</i>
Celulosa Argentina	Santa Fe	166.560	92%	Química al sulfato (Kraft)
Papel Prensa S.A.I.C.F.	Buenos Aires	168.705	66%	Semiquímica
Papel Misionero	Misiones	108.885	90%	Química al sulfato (Kraft)
Papelera del NOA S.A.	Jujuy	34.170	84%	Semiquímica
Fábrica de Papel Ledesma	Jujuy	84.900	67%	Fibras no forestales
Fana Química S.A.	Entre Ríos	1.600	41%	Fibras no forestales

Fuente: encuesta sobre la industria papelera 2020 [18].



2.4 Fuentes puntuales biogénicas

2.4.1 Bioetanol

El bioetanol se produce a partir de la fermentación de diferentes materias primas. Actualmente, la producción de bioetanol en Argentina se realiza a partir de melazas (subproducto de la fabricación de azúcar) y jugo directo de caña de azúcar y cereales (principalmente maíz).

En el proceso de fermentación de la producción de bioetanol se produce CO₂ (alrededor de 0,95 toneladas de CO₂ por tonelada de bioetanol). La captura de CO₂ procedente de la producción de bioetanol ya se aplica en algunos centros de producción del país. Debido a la disponibilidad de corrientes con alta concentración de carbono, los costos de la captura de carbono del proceso de fermentación utilizado en la producción de bioetanol se encuentran entre los más bajos de todas las fuentes puntuales de carbono.

A partir de la implementación de las Leyes N° 26.093 (2006) y 26.334 (2007), la producción de bioetanol se expandió significativamente en Argentina, además del surgimiento de proyectos orientados a la obtención de etanol a partir de maíz con tecnologías modernas.

La industria azucarera se concentra en el noroeste argentino, siendo Tucumán, Jujuy y Salta las principales provincias productoras y, en menor medida, las provincias de Santa Fe y Misiones. En consecuencia, la mayor concentración de plantas productoras de bioetanol a partir de caña de azúcar se da principalmente en el noroeste argentino (NOA), mientras que las que producen bioetanol a partir de maíz se ubican en el centro del país.

La Figura 12 resume el esquema de producción de bioetanol del país. En 2018 se instalaron 19 plantas que produjeron 880 kt de bioetanol, de las cuales el 72% utilizó caña de azúcar como materia prima y el resto, maíz.

En la Tabla 3 aparecen las empresas productoras de bioetanol en Argentina clasificadas por materia prima utilizada.

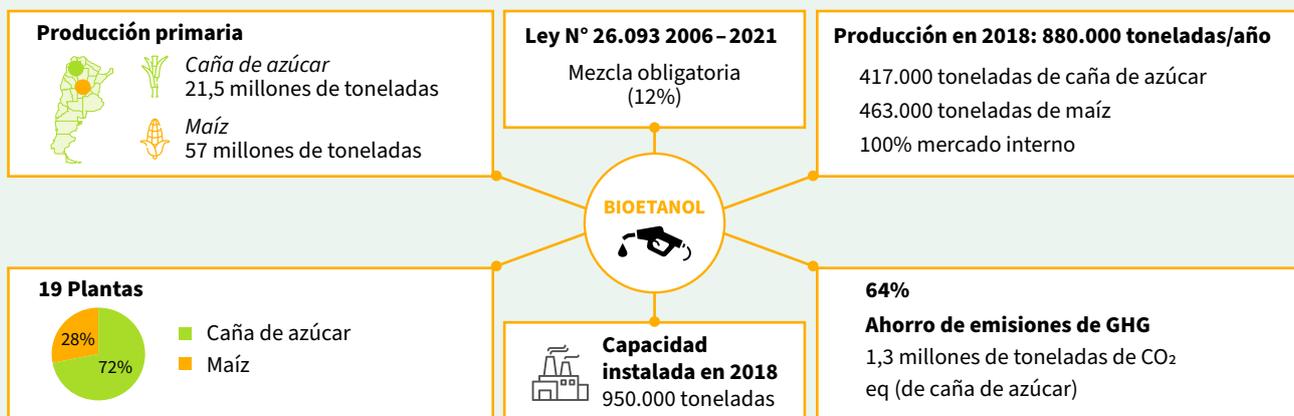
Tabla 3: Empresas productoras de bioetanol

Caña de azúcar	Maíz
Alconoa S.R.L.	Aca Bio Cooperativa Ltda.
Bioenergía La Corona S.A.	Bioetanol Rio Cuarto S.A.
BIOENERGÍASAGROPECUARIAS S.A.	Diaser S.A.
Bioenergía Santa Rosa S.A.	MAÍZ ENERGÍA S.A.
Bio Ledesma S.A.	Promaíz S.A.
Bio San Isidro S.A.	Vicentin S.A.I.C.
Biotrinidad S.A.	
Compañía Bioenergética La Florida S.A.	
Energías Ecologicas del Tucuman	
Fronterita Energía S.A.	
Rio Grande Energía S.A.	

Fuente: Secretaría de Energía, 2022 [21]

La Figura 13 ofrece una visión general de la localización de las plantas de bioetanol en el país.

Figura 12: Síntesis del esquema de producción y comercialización del bioetanol



Fuente: Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca (2018) [20]



Figura 13: Localización de las plantas de bioetanol por insumos utilizados



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la SAGyP, 2022 [22]. En plantilla del Instituto Geográfico Nacional de la República Argentina.

2.4.2 Biogás

El biogás se produce durante la digestión anaeróbica de la materia orgánica. Su principal componente es el metano, y el componente restante es el CO₂, que es un subproducto del proceso de digestión y puede obtenerse muy concentrado tras la purificación del biogás. Como resultado, el CO₂ biogénico del biogás puede obtenerse a través de este proceso de purificación y/o a través de su utilización como combustible o materia prima en diferentes procesos.

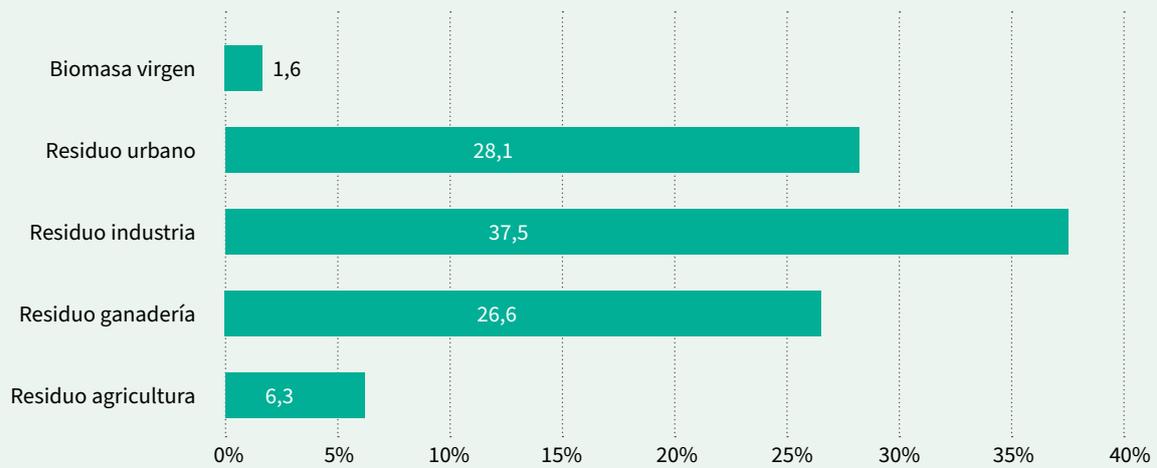
Existe una gran cantidad de pequeñas plantas de producción de biogás, que se encuentran distribuidas por todo el país. Uno de los diagnósticos nacionales más recientes sobre la situación de la biodigestión anaeróbica en el país se realizó en 2015, en el que se identificó la existencia de 105 plantas de producción de biogás [23]. En este contexto, se llevó a cabo un relevamiento de 61 plantas ubicadas en 11 provincias argentinas, la mayoría en Santa Fe (27%), Buenos Aires (18%) y Córdoba (10%).

Las plantas se clasificaron, según su escala (volumen del biodigestor en m³), en grandes (más de 1.000 m³), medianas (entre 100 y 1.000 m³) y pequeñas (menos de 100 m³). Más del 40% de las plantas relevadas se clasificaron como grandes (el 65% en el sector privado y el 20% en el sector público). Las cooperativas explotaban plantas medianas y las ONG solo plantas pequeñas. El 52% de las plantas correspondían a zonas rurales, el 41% a zonas urbanas y el 6% a polígonos industriales. Sin embargo, un bajo porcentaje de las instalaciones relevadas (todas del sector privado) tenían fines puramente energéticos. En el sector público (municipios), las plantas de biogás se utilizan principalmente para el tratamiento de residuos (tratamiento de efluentes de alcantarillado y recuperación de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos). Estas plantas producen biogás a partir de residuos sólidos urbanos, residuos de la industria avícola y porcina, vinaza de maíz, cereales y semillas oleaginosas, etc.

También se analizaron los sustratos utilizados para alimentar los biodigestores, que se muestran en la Figura 14. Los sustratos se clasificaron en cinco grandes grupos: residuos agrícolas, residuos ganaderos, residuos industriales, residuos urbanos y biomasa virgen. Los sustratos más utilizados son los residuos procedentes de la industria, seguidos de los residuos sólidos urbanos y los residuos ganaderos (véase la Figura 14).



Figura 14: Clasificación y nivel de utilización de los diferentes sustratos en las plantas de biogás anaeróbico relevadas

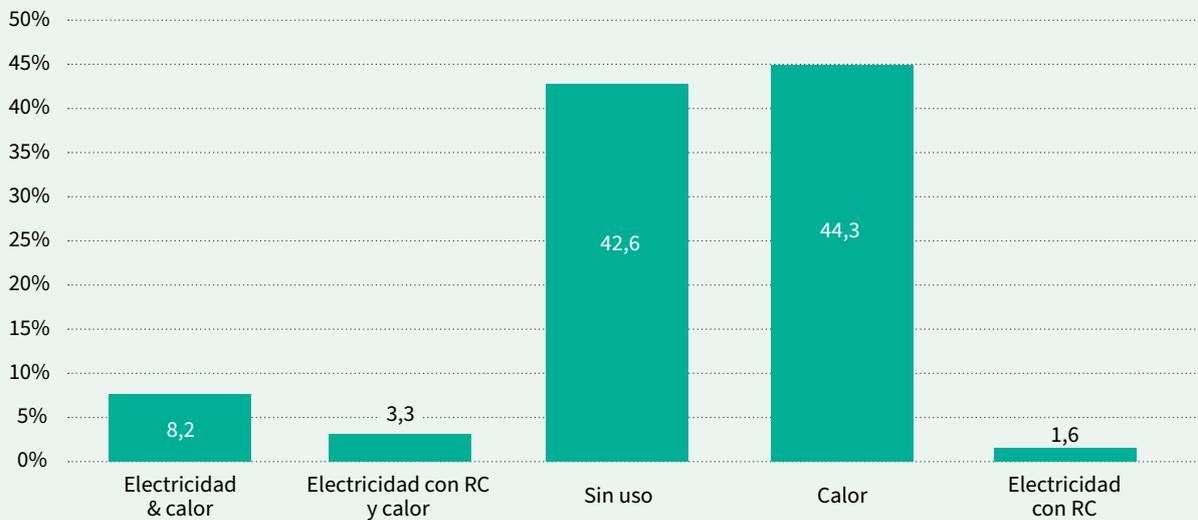


Fuente: FAO, 2019. [23]

Al analizar el uso del biogás como fuente de energía, como se muestra en la Figura 15, un dato destacado es que el 42,6% de las plantas relevadas queman o ventean el biogás producido sin más uso, el 44,3% de las plantas utilizan el biogás solo con

finés térmicos, y el 12% restante lo utiliza para producir energía eléctrica y térmica. Del total de plantas de biogás relevadas, menos del 5% vende la energía transformada en forma de electricidad [23].

Figura 15: Utilización del biogás de las plantas relevadas³



Electricidad & calor: generación de electricidad y calor

Calor: generación de calor

Electricidad con RC: generación de electricidad con recuperación de calor

Electricidad con RC y calor: generación de electricidad con recuperación de calor y generación de calor

Sin uso: el gas se vende o se quema sin uso

Fuente: FAO, 2019. [23]

⁴ **Sin uso:** quema o venteo de biogás; **Térmica:** producción de energía térmica únicamente; **Eléctrica+térmica:** producción de energía eléctrica y térmica (energía eléctrica sin recuperación de energía eléctrica); **RT eléctrica:** producción de energía eléctrica con recuperación de energía térmica; **RT eléctrica+térmica:** producción de energía eléctrica con recuperación de la energía térmica del motor de combustión, más producción de energía térmica.



En 2021, el INTA (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria) y el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca realizaron un nuevo informe sobre la producción de biogás en Argentina [24]. Se basó en el estudio realizado por INTI-PROBIOMASA mencionado previamente [23] y también se tuvieron en cuenta las plantas de biogás que suministran electricidad a la red eléctrica. Se relevaron, mediante una encuesta 20 plantas de biogás, de un total de 27 plantas registradas como operativas y con volúmenes superiores a 1.000 m³. En aquel análisis se observó que el 90% de las plantas relevadas pertenecen al sector privado y sus fines principales son la producción de electricidad (55%), el tratamiento de residuos (40%), y la generación de energía para autoconsumo (5%). El principal sustrato utilizado en las plantas relevadas procede de la actividad agrícola-ganadera (62,5%), siendo los purines de cerdo y el ensilado de maíz las biomásas predominantes, y el resto, de actividades agroindustriales.

Alrededor del 70% de las plantas realizan procesos de codigestión (mezcla de sustrato con cosustrato). El ensilado de maíz y el estiércol bovino son los cosustratos predominantes.

Se evaluó el grado de conocimiento de la calidad del biogás generado, ya que es uno de los principales parámetros que permite indicar la eficiencia del proceso. El 82% de las plantas de biogás declaró conocer y analizar la composición y calidad del biogás generado, mientras que el 18% no analizó su

composición. Con respecto a la composición del biogás, las plantas reportaron concentraciones adecuadas de CH₄ y CO₂ y bajas trazas de sulfuro de hidrógeno, lo que sugiere una eficiencia óptima del proceso y de su potencial uso para la generación de energía eléctrica. En tal sentido, en cuanto a los usos del biogás, el 95% de las plantas realizan cogeneración.

Biogás para la generación de electricidad

En 2015, la República Argentina promulgó la Ley 27.191, que modificó la Ley 26.190, con el propósito de promover la participación de las fuentes renovables en la matriz de energía eléctrica hasta alcanzar el 20% del consumo de electricidad a nivel nacional en 2025. Para facilitar este objetivo, el Gobierno lanzó un programa de licitaciones llamado “RenovAr”. En los últimos años, la generación de energía eléctrica a partir de biogás ha aumentado gracias a este programa.

CAMMESA es la empresa que administra el mercado eléctrico mayorista y tiene el registro de todas las centrales de energía eléctrica que están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Según su informe mensual, en septiembre de 2022 había una capacidad total instalada de plantas de generación eléctrica a partir de biogás de 72,6 MWel. La mayoría de estas centrales se desarrollaron en el marco del “Programa RenovAr” y entraron en funcionamiento entre 2017 y 2021.

La Tabla 4 muestra la capacidad instalada actual de generación eléctrica a partir de biogás en Argentina, por región y provincia.

Tabla 4: Centrales eléctricas de biogás, septiembre 2022

Agente	Región	Provincia	Capacidad instalada [MWel]
BIOGAS CT AVELLANEDA SECCO	LITORAL	SANTA FE	6,3
CENTRAL BIOELECTRICA R.CUARTO1	CENTRO	CORDOBA	2
C.BIOELECT.R.CUARTO1 REN2	CENTRO	CORDOBA	1,56
C.BIOELECT.R.CUARTO2 REN1	CENTRO	CORDOBA	1,2
C.BIOELECT.R.CUARTO2 REN2	CENTRO	CORDOBA	1,2
BIOGAS CTBG CITRUSVIL-ALCOVIL	NOROESTE	TUCUMAN	3
BIOGAS RS CT ENSENADA SECCO	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	5,3
CTBG GENERAL ALVEAR	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	1
BIOGAS CTBG GIGENA I	CENTRO	CORDOBA	1,2
BIOGAS CTBG JUSTO DARACT	CENTRO	SAN LUIS	1
BIOGAS CTBG PACUCA BIO ENERGÍA	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	1
BIOGAS CTBG PERGAMINO	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	2,4
C.T.SAN MARTIN NORTE 3A	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	5,1
CT SAN MIGUEL NORTE III-ENARSA	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	11,5
ENERGIA AGRO S.A.U	LITORAL	SANTA FE	1,415
BIOGAS CTBG TIGONBU	CENTRO	SAN LUIS	2
BIOGAS CTBG VILLA DEL ROS. CGY	CENTRO	CORDOBA	1



BIOGAS CTBG VENADO TUERTO	LITORAL	SANTA FE	2,1
BIO ENERGÍA YANQUETRUZ S.A.	CENTRO	SAN LUIS	1,5
BIOGAS CTBG ENRECO	CENTRO	CORDOBA	2
CTBG BIO ENERGÍA YANQUETRUZ II	CENTRO	SAN LUIS	0,8
CTBG BIO. SANTA CATALINA	CENTRO	CORDOBA	2
BIOGAS CTBG AB ENERGÍA	COMAHUE	LA PAMPA	2
CT BIOMASA MM BIOENERGÍA	NORESTE	MISIONES	3
CTBRS SAN MARTÍN NORTE III-D	GRAN BS.AS.	BUENOS AIRES	5,1
BIOGAS CTBG ARRE BEEF SA	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	1,5
BIOGAS CT RESENER SA	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	0,8
CTBG POLLOS SAN MATEO	CENTRO	CORDOBA	2,4
CTBG GENERAL VILLEGAS Ren 2	BUENOS AIRES	BUENOS AIRES	1,22
Total Biogas (MW)			72,6

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CAMMESA [8]

En el relevamiento realizado en el presente informe, se estimó que las centrales eléctricas de biogás del país emiten aproximadamente 480.000 toneladas anuales de CO₂. Este valor considera solo las 29 plantas que se utilizan para generación eléctrica listadas previamente y están interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión, ya que se dispone de información sobre su ubicación y capacidad de producción. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, existen alrededor de 105 plantas de producción de biogás distribuidas por todo el país, las cuales no fueron consideradas para el cálculo debido a que no se cuenta con información actualizada.

2.4.3 Biomasa

La biomasa es materia orgánica renovable procedente de plantas y animales que puede quemarse directamente para generar calor y electricidad o convertirse en combustibles líquidos y gaseosos renovables mediante diversos procesos.

Algunas regiones de Argentina como Corrientes, Misiones y Entre Ríos tienen una fuerte actividad forestal y generan una gran cantidad de residuos, que podrían servir para la generación de energía renovable y, al mismo tiempo, podrían ser utilizados como una importante fuente de carbono para la producción de PtX.

Según información de CAMMESA, las centrales eléctricas de biomasa interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) entraron en funcionamiento en 2019 y se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5: Centrales eléctricas de biomasa, septiembre 2022

Agente	Región	Provincia	Potencia instalada [MW]
CT BIOMASA GARRUCHOS	Noreste	CORRIENTES	36
CTBM. GENERACIÓN LAS JUNTURAS	Central	CORDOBA	0,6
CTBM INGENIO LEALES	Noreste	TUCUMAN	2
CT BIOMASA SANTA ROSA CORRIENT	Noreste	CORRIENTES	15
CT BIOMASA LA ESCONDIDA -CHACO	Noreste	CHACO	10
CTBM.BIOMASA UNITAN SEISMEGA	Noreste	CHACO	6,7
Total Biomass (MW)			70,3

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CAMMESA [8]



2.5 Localización de las fuentes de CO₂ en Argentina

La Figura 16 y la Figura 17 muestran la disponibilidad de CO₂ por provincia en un mapa y un gráfico de barras, teniendo en cuenta todas las fuentes de CO₂ mencionadas anteriormente. La provincia de Buenos Aires es la región con mayor disponibilidad de esta materia prima con 37,9 Mt CO₂ anuales, seguida por Santa Fe, Mendoza, Neuquén y Córdoba con valores anuales de 6,7 Mt CO₂, 6,6 Mt CO₂, 5,7 Mt CO₂, y 4,7 Mt CO₂, respectivamente.

En las regiones meridionales, que tienen un buen potencial para la producción de hidrógeno verde, solo se dispone de cantidades limitadas de CO₂. Por consiguiente, la producción de productos PtX que contienen carbono en estas regiones puede requerir la instalación de plantas DAC, el transporte de CO₂ desde la fuente puntual de emisión hasta la instalación de producción de hidrógeno verde, o el transporte de hidrógeno verde hasta la fuente puntual de emisión. De todos modos, si bien la existencia de menos fuentes alternativas de carbono en la región patagónica es un desafío, a los efectos del desarrollo de proyectos específicos PtX, cabe destacar que en esta región existen fuentes puntuales de carbono específicas de calidad y escala que podrían ofrecer una fuente de carbono adecuada para estos proyectos.

Figura 16: Mapa de disponibilidad de CO₂ por provincia

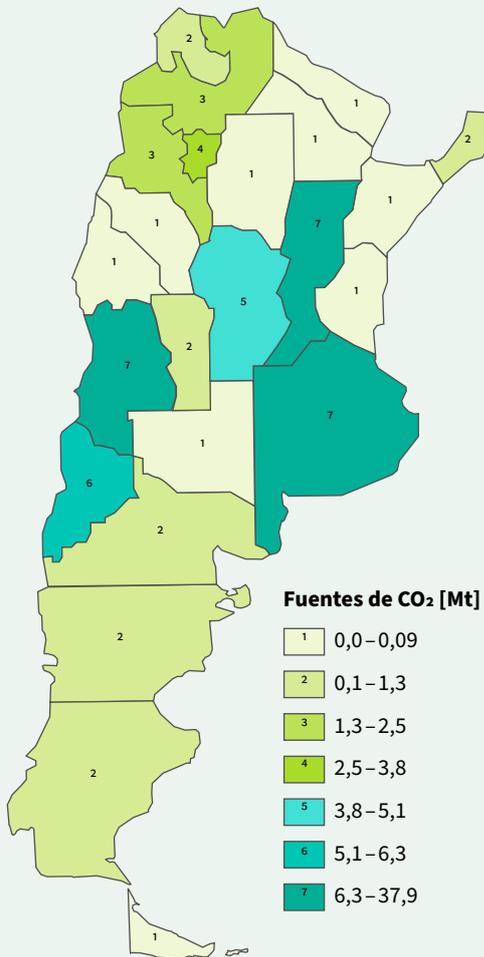
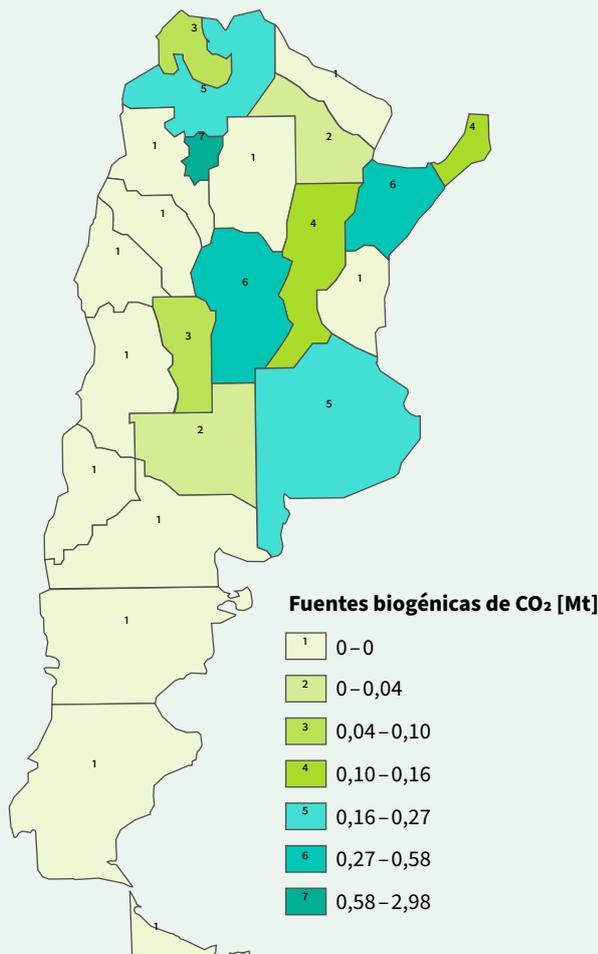


Figura 17: Disponibilidad de fuentes de CO₂ por provincia



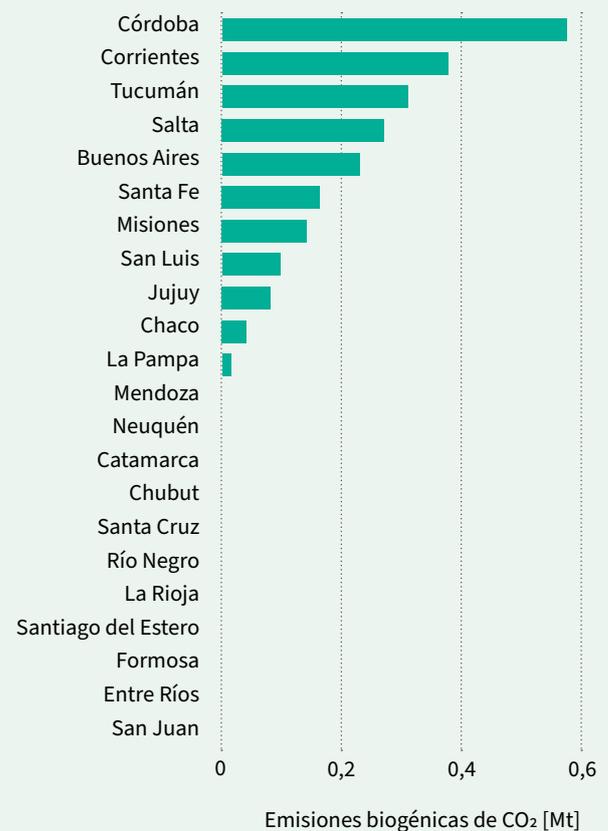
Además, las Figuras 18 y 19 muestran la disponibilidad de fuentes biogénicas de CO₂ por provincia. Como se puede observar en las figuras, estas fuentes están más concentradas en la región noreste del país, donde Córdoba aparece como la provincia con mayor disponibilidad de este tipo de fuentes. Cabe señalar que la escala de la Figura 18 y la Figura 19 es diferente, debido a la menor cantidad de fuentes biogénicas.

Figura 18: Mapa de disponibilidad de fuentes biogénicas de CO₂ por provincia



Como se mencionó precedentemente, como parte de este estudio El International PtX Hub Argentina (GIZ) y DECHEMA han elaborado un mapa detallado con todas las fuentes puntuales y sus respectivos valores de emisión y ubicaciones, que se encuentra publicado en el siguiente [enlace](#). Este mapa interactivo permite al usuario elegir entre fuentes industriales/energéticas y biogénicas, así como entre distintos sectores. En la Figura 20 se muestra una captura de pantalla de este mapa.

Figura 19: Disponibilidad de fuentes biogénicas de CO₂ por provincia



Su objetivo es identificar las fuentes de carbono en forma de CO₂ en Argentina, a partir de las industrias y fuentes biogénicas descritas en los capítulos anteriores, y utiliza como base fuentes de información públicas y específicas de la industria, información adquirida a partir de consultas a asociaciones y, en algunos casos, estimaciones basadas en la capacidad de producción real.

El mapa interactivo proporciona detalles específicos de las fuentes de información utilizadas para cada industria, así como la metodología empleada para las estimaciones (véase la pestaña “Datos y fuentes” en el mapa web [enlace](#)).



Figura 20: Captura de pantalla del mapa web interactivo de fuentes puntuales de carbono en Argentina



2.5.1 Análisis de la localización de diferentes fuentes puntuales en el país

El objetivo principal de este estudio era estimar las emisiones de CO₂ procedentes de distintas fuentes puntuales en Argentina. En este capítulo se resumen y analizan las emisiones identificadas por sector y región.

Fuentes puntuales biogénicas

Las emisiones biogénicas por provincia y categoría se muestran en la Tabla 6. De un total de 74,5 Mt de emisiones de fuentes puntuales de CO₂ identificadas y estimadas en el estudio, solo 1,9 Mt proceden de fuentes biogénicas, como el bioetanol, la

biomasa o el biogás. La provincia de Córdoba tiene las mayores emisiones de carbono biogénico, seguida de Tucumán, Buenos Aires y Santa Fe. Las mayores fuentes de carbono biogénico son las plantas de bioetanol: una sola planta puede emitir hasta 165 kt de CO₂. Es importante destacar que del total de 105 plantas de biogás mencionadas en el Capítulo 2.4.2, el mapa solo identifica las 29 plantas que se utilizan para generación eléctrica y que están interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) por existir información disponible sobre su ubicación y capacidad de producción.

En la Patagonia, que es la región más prometedora para el desarrollo de hidrógeno y de la tecnología *Power-to-X* (PtX) debido a la elevada velocidad del viento, no se han identificado fuentes biogénicas.

Tabla 6: Emisiones biogénicas por provincia

Provincia	Fuentes Puntuales Biogénicas (kt/año)			Total
	Bioetanol	Central eléctrica de biogás	Central eléctrica de biomasa	
	1.012	477	394	1.882
Buenos Aires	-	229	0	229
Santa Fe	99	64	-	163
Córdoba	336	96	145	577
San Luis	62	35	-	96
La Pampa	-	13	-	13
Tucumán	261	20	29	310
Salta	174	-	99	273
Jujuy	80	-	-	80
Misiones	-	20	121	141

Industria papelera

La industria papelera se clasifica por separado porque estas plantas suelen tener tanto emisiones biogénicas como de origen fósil, y la proporción de emisiones biogénicas puede variar significativamente de una planta a otra. Es necesario un análisis específico de cada planta para conocer la cantidad y calidad de las emisiones. Se calcula que las emisiones totales de CO₂ de estas centrales podrían alcanzar los 2,3 Mt/año. La mayoría de estas plantas se encuentran en Misiones, Buenos Aires, Santa Fe y Jujuy, como se ve en la Tabla 7.

Tabla 7: Emisiones de la industria papelera por provincia

Provincia	Celulosa y papel (kt/año)
	2.287
Buenos Aires	422
Santa Fe	416
Jujuy	298
Misiones	1.147
Entre Ríos	4



Fuentes puntuales industriales

La Tabla 8 muestra las emisiones industriales por provincia y categoría. Al examinar las fuentes industriales, Buenos Aires aparece, por mucho, como la provincia más industrializada, con más de la mitad del total de emisiones industriales de CO₂ del país. Esto se debe, en gran medida, a la industria siderúrgica en el norte de la provincia, a la industria cementera en la región central, y a la actividad petroquímica en el sur, concretamente en la ciudad de Bahía Blanca.

Tabla 8: Emisiones industriales por provincia

Provincia	Fuentes puntuales industriales (kt/año)						Total
	Cemento	Acero	Aluminio	Amoníaco	Etileno	Metanol	
	12.059	7.054	612	821	611	309	21.466
Buenos Aires	5.419	5.936	-	747	585	-	12.687
Santa Fe	-	1.118	-	-	26	34	1.152
Mendoza	534	-	-	-	-	-	534
Córdoba	2.366	-	-	-	-	-	2.366
San Luis	840	-	-	-	-	-	840
Neuquén	305	-	-	-	-	275	581
Chubut	-	-	612	-	-	-	612
Santa Cruz	458	-	-	-	-	-	458
Salta	-	-	-	74	-	-	74
Catamarca	1.374	-	-	-	-	-	1.374
Jujuy	763	-	-	-	-	-	763

Fuentes puntuales del sector energético

Según CAMMESA, el sector de generación de energía eléctrica, que quema gas natural en ciclos combinados, ciclos abiertos y turbinas de vapor, emite aproximadamente 42 Mt de CO₂ [9]. Además, esta actividad está bien distribuida entre las provincias. La única provincia que carece de una central eléctrica de gas natural conectada al SADI es Tierra del Fuego. Sin embargo, cuenta con dos centrales de generación eléctrica de tamaño medio que suministran energía a la isla y están desconectadas del sistema de transmisión eléctrica argentino.

Las emisiones reales de CO₂ de cada central varían de forma proporcional a su capacidad y factor de capacidad, que es diferente cada año y depende del rendimiento general del sistema de generación eléctrica del país.

Asimismo, en la transición energética mundial, se prevé una rápida disminución de la generación de electricidad a partir de

combustibles fósiles, en consonancia con la expansión de las energías renovables. Por lo tanto, el uso de fuentes puntuales del sector energético para la producción de PtX presenta un doble riesgo: en primer lugar, se espera que la disponibilidad de emisiones de CO₂ procedentes de estas fuentes disminuya a mediano plazo; y en segundo lugar, la energía de origen fósil puede convertirse en una fuente de CO₂ inaceptable para los productos *Power-to-X* (PtX) en los países importadores, como los europeos.

El sector del refinado de petróleo también desempeña un papel importante en las emisiones puntuales de CO₂ de Argentina, ya que representa aproximadamente 6,8 Mt de CO₂. Sin embargo, como se ha descrito anteriormente, se prevé un marcado descenso de los combustibles fósiles a medio y largo plazo, en consonancia con las vías de desfosilización necesarias para alcanzar el objetivo de cero emisiones netas para 2050. Asimismo, la certificación internacional de los productos también puede ser un desafío, dado el riesgo de provocar un



efecto de *carbon lock-in*. El Capítulo 4.1 ofrece más detalles al respecto. Por otro lado, si se resuelven los problemas de certificación, las refinerías de petróleo podrían utilizar sus instalaciones actuales para coprocesar crudo sintético. Además, a largo plazo, una refinería de petróleo convencional podría incluso transformarse en una refinería de petróleo sintético.

En Argentina existen siete refinerías de mediana o gran envergadura. Tres de ellas se encuentran en un radio de 80 km de la ciudad de Buenos Aires, una en Bahía Blanca (también provincia de Buenos Aires), y las otras tres en Mendoza, Neuquén y Salta.

Table 9: Emisiones de energía por provincia

Provincia	Sector energético (kt/año)		
	Refinería	Central eléctrica térmica fósil	Total
	6.792	41.732	48.524
Buenos Aires	4.918	23.162	28.080
Santa Fe	-	4.905	4.905
Mendoza	1.230	1.403	2.633
Córdoba	-	1.944	1.944
La Pampa	-	7	7
San Juan	-	6	6
Neuquén	293	4.871	5.164
Chubut	-	489	489
Santa Cruz	-	111	111
Río Negro	-	532	532
Tucumán	-	2.701	2.701
Salta	351	1.252	1.603
Catamarca	-	30	30
Jujuy	-	73	73
La Rioja	-	48	48
Chaco	-	37	37
Santiago del Estero	-	44	44
Formosa	-	23	23
Misiones	-	71	71
Corrientes	-	17	17
Entre Ríos	-	9	9



2.5.2 Superposición de fuentes de CO₂ y potencial de energías renovables

Las localizaciones de los proyectos de hidrógeno y PtX deben evaluarse de manera crítica tras un análisis geográfico exhaustivo y multisectorial. Este análisis debe tener en cuenta diferentes aspectos, como los recursos energéticos renovables, el acceso al agua, la infraestructura existente, el desarrollo de la industria, y la posible demanda interna. Además, si el producto final es un hidrocarburo, requiere también una fuente de carbono (como en el caso del metanol o los combustibles sintéticos). En consecuencia, la ubicación de la fuente de carbono puede ser tan importante como el potencial de energía renovable para la evaluación económica y técnica.

Fuentes de CO₂ en la Patagonia

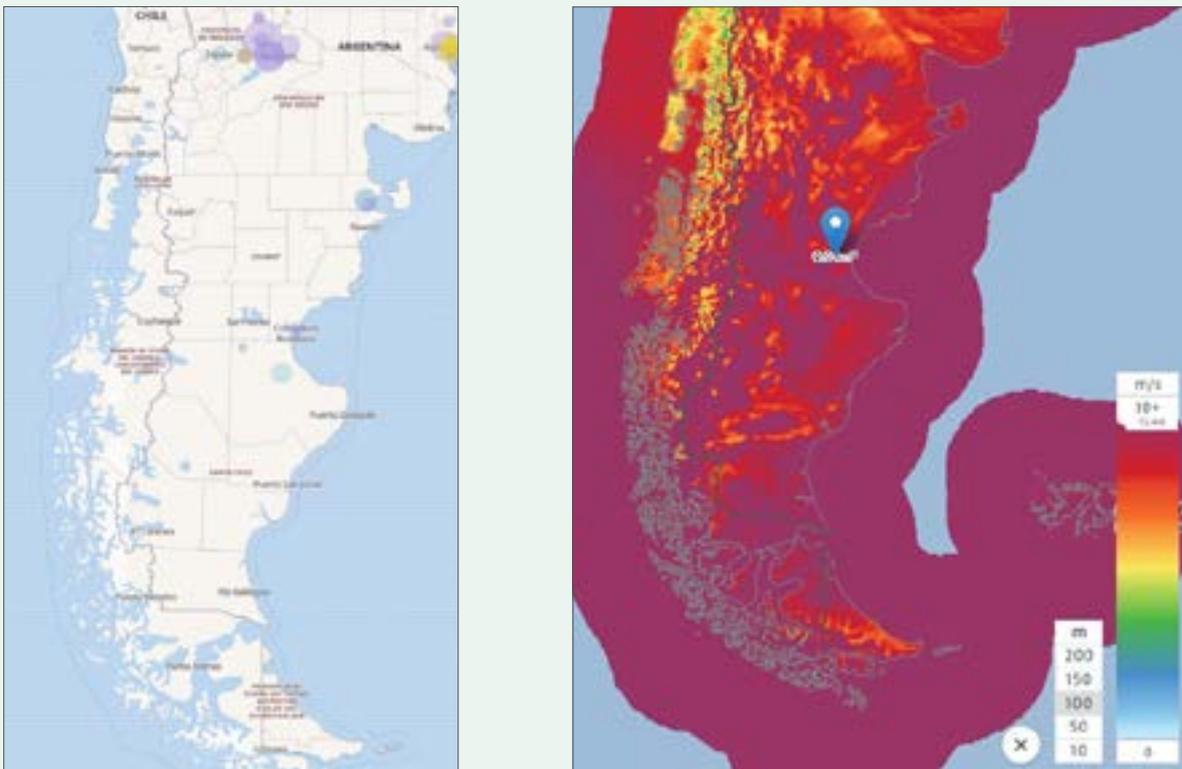
La región patagónica presenta un extraordinario potencial eólico caracterizado por velocidades del viento de hasta 12 m/s. Una ventaja adicional de esta región es la existencia de zonas amplias y poco pobladas. Para comprender el potencial de la región, ya existen parques eólicos en funcionamiento con factores de capacidad superiores al 60%.

En cuanto a la disponibilidad de CO₂, se han identificado varias fuentes puntuales en la región, entre ellas dos cementeras, una planta de aluminio primario, una planta de metanol y veintitrés centrales eléctricas de gas natural.

La Figura 21 muestra una comparación de las fuentes puntuales de carbono y los recursos eólicos en la región de la Patagonia.

Si se excluyen del análisis las centrales eléctricas de gas natural, las posibilidades de desarrollar proyectos PtX a partir del CO₂ local son limitadas. No obstante, estas pocas fuentes podrían sustentar algunos proyectos a gran escala. Por ejemplo, en el caso de la cementera de Santa Cruz, podría instalarse una planta de metanol con una capacidad nominal de aproximadamente 288 kt/año⁵; alternatively, utilizando el CO₂ de la planta de aluminio, podría desarrollarse una planta de metanol con una capacidad nominal de 385 kt/año. Las escalas de estos ejemplos son compatibles con el tamaño de las exportaciones, pero el principal desafío consiste en involucrar a las empresas responsables de estas actividades en el desarrollo de estos proyectos.

Figura 21: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos eólicos en la región de la Patagonia [25]



⁵ Suponiendo que se necesiten 1,59 t de CO₂ por cada t de metanol.



Es necesario hacer una aclaración en este capítulo: las actividades del upstream y midstream del sector de producción de crudo y petróleo no se han incluido durante la identificación de las fuentes puntuales de CO₂ debido a la falta de información pública. A pesar de esta exclusión, se sabe que ya hay plantas de captura de CO₂ en funcionamiento situadas en zonas de producción de petróleo y gas, como la región patagónica. El objetivo de estas plantas es eliminar el CO₂ del gas natural procedente de los pozos de producción, para cumplir con las especificaciones de calidad exigidas por la normativa argentina y los requisitos técnicos para el transporte de gas natural. En estas plantas, el CO₂ es un subproducto con un valor económico normalmente bajo. Por consiguiente, podría representar una fuente de CO₂ de bajo costo para un proyecto PtX. Sin embargo, a pesar de la oportunidad relacionada con el costo, existen algunos riesgos que deben abordarse:

- la aceptación de este tipo de fuentes para una certificación internacional de productos PtX no está clara en la actualidad, e incluso si se acepta, puede modificarse a corto plazo.
- el uso de estas fuentes presenta riesgos de efectos de *carbon lock-in*. Por este motivo, desde la perspectiva de la mitigación del cambio climático, esta fuente no es la opción más adecuada para la producción de PtX.

- la disponibilidad de CO₂ procedente de este tipo de fuentes se reducirá si disminuye la demanda de combustibles fósiles o si disminuye el contenido de CO₂ en la producción de gas (situación prevista con la producción de gas no convencional).

Centro y sur de la Provincia de Buenos Aires

Las zonas centro y sur de la provincia de Buenos Aires tienen un buen potencial eólico y, como puede verse en la Figura 22, hay fuentes de CO₂ disponibles: cementeras, plantas químicas y petroquímicas, una refinería de petróleo, y varias centrales eléctricas de gas natural. La ciudad portuaria de Bahía Blanca se destaca por sus actividades relacionadas con la industria química y petroquímica, incluidas una refinería, y una planta de producción y exportación de amoníaco. Estas características posicionan a la ciudad como un potencial hub de H₂ y PtX.

Figura 22: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos eólicos en la Provincia de Buenos Aires [25]

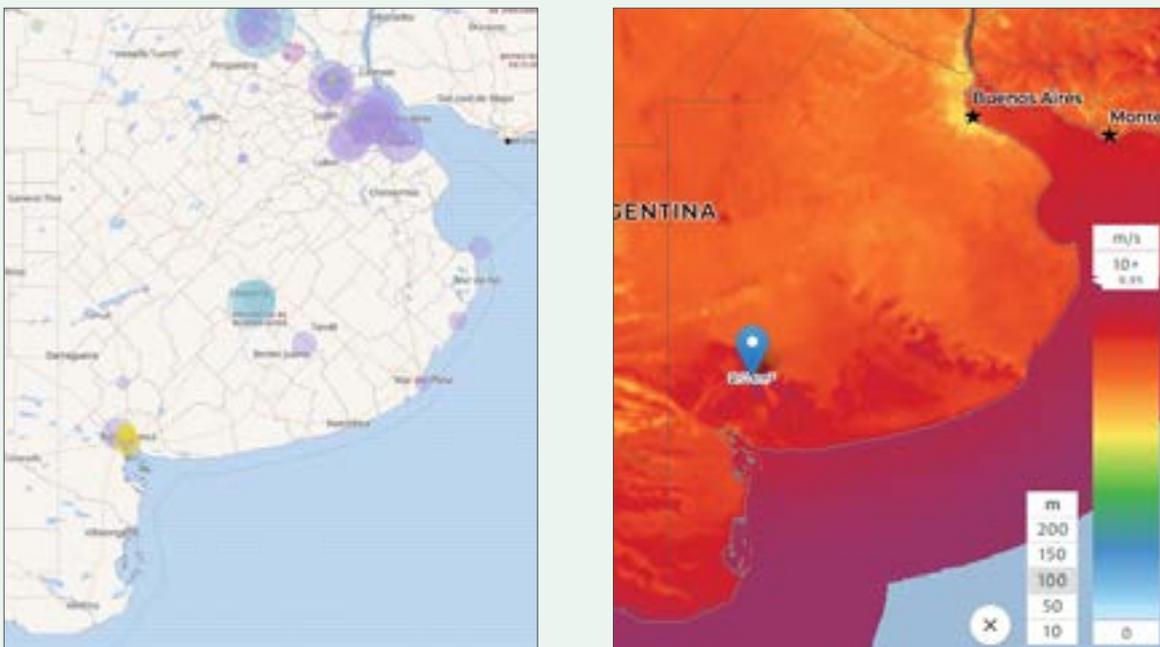
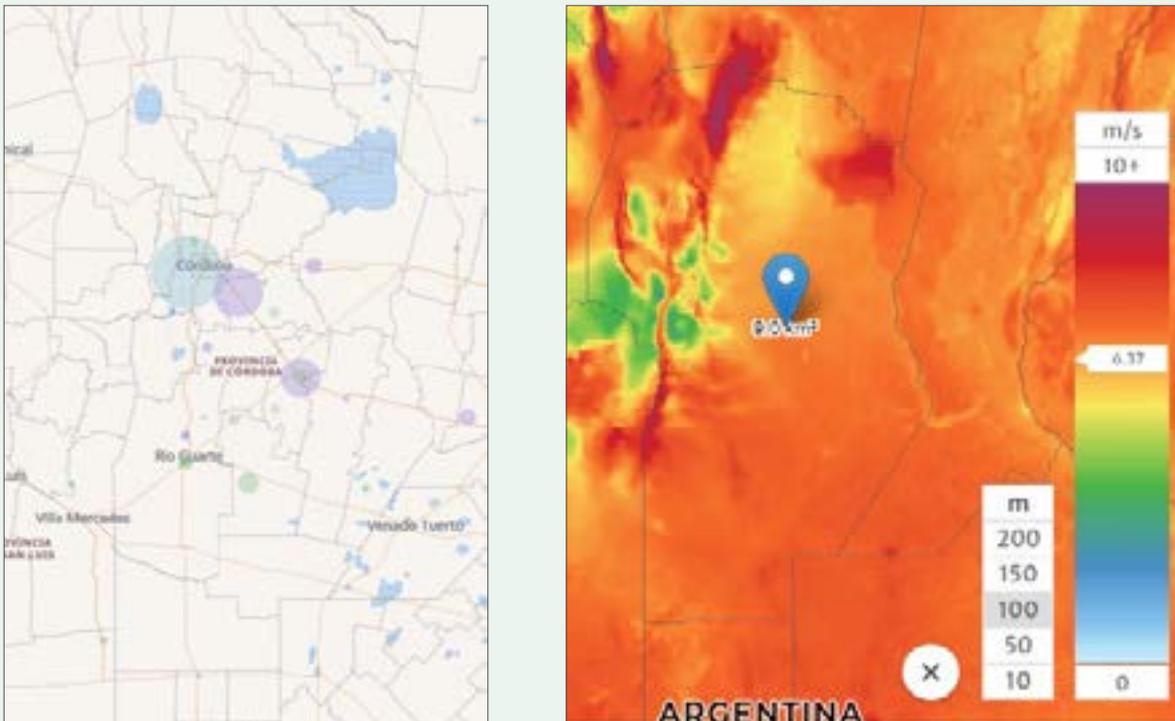


Figura 23: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos eólicos en la región central del país [25]



Fuentes biogénicas en la región central del país

La Figura 23 muestra una comparación de las fuentes puntuales de carbono y los recursos eólicos en la región central del país.

Como ya se ha mencionado, la provincia que ocupa el primer lugar en disponibilidad de fuentes de CO₂ biogénico es Córdoba, situada en la región central del país. La actividad del bioetanol explica la gran cantidad de emisiones de CO₂ biogénico. El CO₂ biogénico procedente de la producción de bioetanol puede crear un ciclo cerrado del carbono. El potencial de mitigación es mayor en este caso porque en un ciclo cerrado, cada molécula de carbono que se emite al aire se secuestra de nuevo en la tierra. Cuanto menor sea el ciclo, menos tiempo permanecerá el carbono en la atmósfera. Además, con las prácticas de sustentabilidad correctas durante el funcionamiento, la certificación del producto debería ser más sencilla que en los proyectos que utilizan CO₂ procedente de fuentes industriales.

A pesar de las fuentes biogénicas de CO₂, ni la velocidad del viento ni la irradiación solar son especialmente destacables en la provincia, por lo que es necesario estudiar los costos de las energías renovables para analizar si se pueden conseguir costos de hidrógeno competitivos.

Opcionalmente, el CO₂ biogénico de Córdoba podría combinarse con la energía renovable de la región sur del país. Para ello, se pueden analizar dos alternativas:

1. Transportar CO₂ desde una fuente biogénica de CO₂ hasta regiones con vientos fuertes en el sur, preferiblemente cerca de la costa, donde se pueda desalinizar el agua de mar y situar la planta de hidrógeno y PtX cerca del puerto. Esto requeriría una planta de licuefacción de CO₂ y más de 800 km de ductos de CO₂ con estaciones de bombeo.
2. Transportar la electricidad desde la región con alta velocidad del viento hasta la localización de la planta con la fuente de CO₂ biogénico y producir el hidrógeno y PtX en Córdoba. Las líneas de transmisión eléctrica parecen más convenientes que los ductos de CO₂ en cuanto a los costos. Sin embargo, en este caso pueden aparecer otras dificultades relacionadas con el suministro de agua y los costos de logística del producto final, especialmente cuando se destina a la exportación.

Debe realizarse una evaluación técnica-económica para comprender la viabilidad y competitividad de estas alternativas.



Irradiación solar y fuentes de CO₂ en el norte

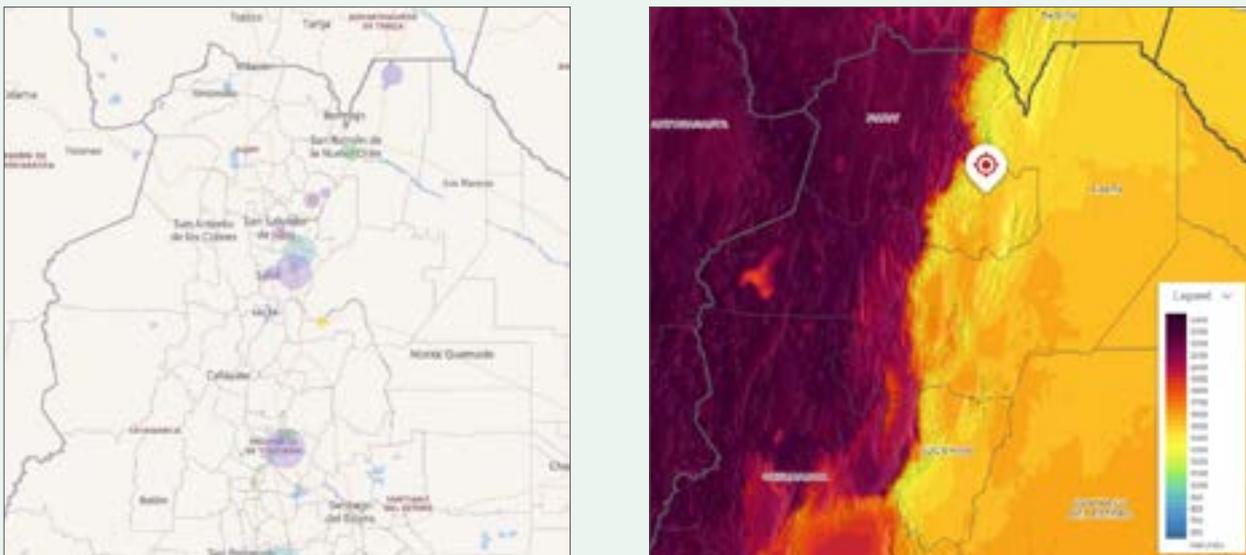
La Figura 24 muestra una comparación de las fuentes puntuales con los recursos solares en la región norte del país.

En la región noroeste del país, también conocida como NOA (Noroeste Argentino), se han identificado varias fuentes, como plantas de bioetanol, plantas de celulosa y papel, y centrales eléctricas de gas natural, que representan aproximadamente 7,4 Mt de CO₂ (con más de 0,5 Mt de CO₂ biogénico). Esta región cuenta con una excelente irradiación solar, comparable a la región norte de Chile y a otras regiones con el mejor potencial solar del mundo. Esto explica los factores de capacidad superiores al 30% de algunos parques solares que ya están en funcionamiento.

Por otro lado, algunos de los principales desafíos para desarrollar proyectos PtX en la región pueden relacionarse con los siguientes aspectos:

- Los perfiles de la energía solar exigen una mayor flexibilidad en la operación del proceso en comparación con los perfiles de la energía eólica argentina. Si la operación del proceso es poco flexible, se necesitarán grandes cantidades de almacenamiento de hidrógeno o capacidad de transmisión adicional para el transporte de electricidad.
- El acceso al agua podría ser un inconveniente en esta región. Desde el punto de vista de la sustentabilidad, el uso del agua no debería causar ni contribuir a estrés hídrico o a ningún otro conflicto relacionado con él. La estrategia de suministro de agua puede ser un factor crítico para la obtención de la licencia social en esta región.
- La logística del producto final puede generar costos adicionales debido a la distancia con las zonas de demanda interna y los puertos, a menos que el consumo tenga lugar en la misma región.

Figura 24: Comparación de las fuentes puntuales de carbono con los recursos solares en la región norte del país [26]



2.6 Casos de estudio

Se evaluaron las emisiones estimadas de cuatro plantas concretas para poder estimar el orden de magnitud esperable al capturar y utilizar el CO₂ de una fuente puntual. De este modo, se estimó la posible producción posterior de metanol y la cantidad necesaria de hidrógeno verde. Estos cuatro casos de estudio se muestran en la Tabla 10.

Por ejemplo, una planta de amoníaco que produce 710 kt de CO₂ al año podría suministrar el carbono necesario para producir 447 kt de metanol y para ello se necesitarían 103 kt de hidrógeno verde. En este caso específico, hay que tener en cuenta que, en la actualidad, muchas instalaciones de amoníaco capturan

y utilizan las emisiones de CO₂ para la posterior producción de urea. Por esta razón, estas emisiones podrían no estar disponibles para la producción adicional de PtX.

Una fábrica de cemento que emite 1.370 kt de CO₂ al año podría aportar el carbono para producir 862 kt de metanol, lo cual también requeriría 199 kt de hidrógeno verde.

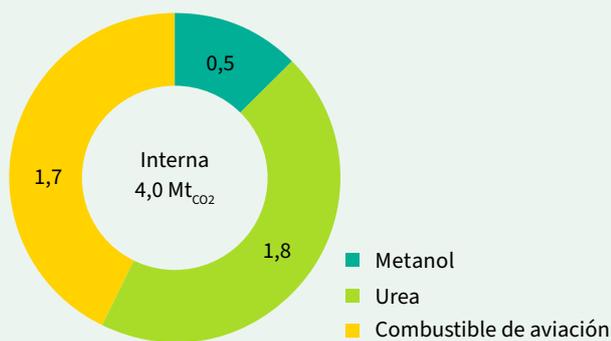
Las plantas de bioetanol y de biogás podrían proporcionar suficiente carbono para producir 113 kt y 25 kt de metanol al año, respectivamente.

A título comparativo, la mayor planta de metanol de Argentina tiene una capacidad de producción de 411 kt de metanol al año [10].

Tabla 10: Orden de magnitud de la oferta de CO₂ en cuatro casos de estudio

Planta	Localización	Emisiones [t _{CO2}]	Posible producción de metanol [t _{MeOH}]	Hidrógeno verde necesario [t _{H2}]
Planta de amoníaco	Bahía Blanca, Buenos Aires	710.000	446.822	103.126
Planta de cemento	El Alto, Catamarca	1.370.000	862.177	198.991
Planta de bioetanol	Orán, Salta	180.000	113.279	26.145
Planta de biogás	Santa Fé	40.000	25.173	5.810

Figura 25: Demanda interna de CO₂ (escenario: sustitución completa del consumo aparente en 2021 de metanol, urea y combustibles de aviación por productos PtX)



2.7 Demanda de CO₂ para la producción de PtX

Para estimar la futura demanda de CO₂ para PtX en Argentina, deben tenerse en cuenta tanto el uso doméstico como las posibles exportaciones de productos PtX que contengan carbono.

Para el uso doméstico local de hidrocarburos, no se encontraron escenarios futuros. Con el fin de brindar una estimación, se consideró el consumo aparente de metanol, urea y combustible para aviones en 2021 en Argentina (285 kt, 2.470 kt, y 613 kt, respectivamente). En un escenario hipotético en el que estos productos se sustituyeran completamente por productos sintéticos PtX, se necesitarían alrededor de 4 Mt de CO₂: 0,5 Mt para el metanol, 1,8 Mt para la urea, y 1,7 Mt para los combustibles de aviación (véase la Figura 25).

Cabe señalar que la demanda futura de urea es incierta, ya que su proceso de producción actual depende del CO₂ producido en la fabricación de amoníaco. Con los objetivos actuales de descarbonización de diferentes sectores, incluida la producción de amoníaco, existe la posibilidad de que la urea sea reemplazada por otros fertilizantes nitrogenados que no contengan carbono en sus moléculas.

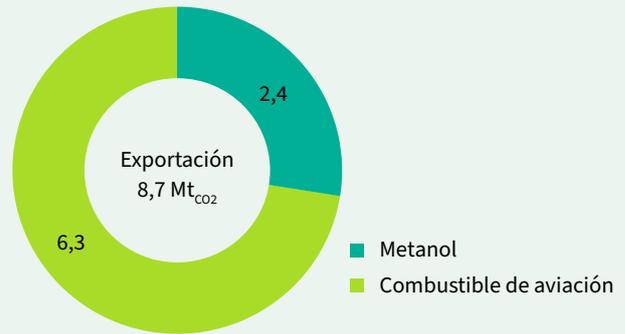


Para la estimación de la demanda de hidrocarburos destinados a la exportación, se tuvo en cuenta la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Argentina, que prevé producir y exportar 4 Mt anuales de hidrógeno bajo en carbono en 2050, con el objetivo de abastecer el 5% del mercado mundial [4]. La Estrategia no especifica en qué forma se exportará el hidrógeno (por ejemplo, hidrógeno líquido, amoníaco, metanol o combustibles sintéticos). Deloitte presenta estimaciones sobre la composición de la demanda del hidrógeno verde y sus derivados para el comercio mundial en 2050. Supone que el 7% y el 33% del mercado del hidrógeno verde se comercializará a través del metanol y de los combustibles de aviación sostenibles (SAF), respectivamente [27]. El 61% restante se comercializará en forma de hidrógeno puro y amoníaco, los cuales no requieren materia prima de carbono.

Al aplicar estos valores a los objetivos presentados en los resultados de la Estrategia Nacional de Hidrógeno de Argentina, se supone que de las 4 Mt de hidrógeno dedicadas a la exportación, 0,3 Mt se convertirán en metanol y 1,3 en combustibles de aviación. Esto se traduciría en una necesidad de 2,4 Mt y 6,3 Mt de CO₂, respectivamente (véase la Figura 26).

Según los datos recopilados a lo largo de este estudio, las emisiones biogénicas de CO₂ en Argentina ascienden a 1,9 Mt_{CO2}/año, las cuales no son suficientes para satisfacer la demanda presentada. En consecuencia, la cantidad restante debería ser cubierta por la DAC, que aún no es económicamente viable, o por otras fuentes puntuales como la celulosa y el papel (2.3 Mt_{CO2}/año) o el cemento (12.1 Mt_{CO2}/año).

Figura 26: Supuesta demanda de CO₂ en Argentina necesaria para la exportación de productos PtX



3 INFRAESTRUCTURA

La infraestructura para transportar y almacenar temporalmente el CO₂ no está bien desarrollada en Argentina, como ocurre en la mayoría de los países. Aunque en la industria alimentaria se utilizan pequeñas cantidades de CO₂ procedentes de la producción de bioetanol, no son comparables con las cantidades necesarias para una futura industria de PtX.

La infraestructura de gas natural está bien desarrollada en todo el país y desempeña un papel central en el sistema energético argentino. La cuenca de hidrocarburos más importante es la Cuenca Neuquina, donde se produce casi el 69% del total de gas natural, seguida de la Cuenca Austral con el 20%.

3.1 Descripción de la infraestructura para el transporte de gas en Argentina

Para abastecer el servicio público de gas natural, existen dos empresas transportistas que tienen la concesión del transporte de gas natural en su zona: Transportadora de Gas del Norte (TGN), y Transportadora de Gas del Sur (TGS).

El sistema de TGS es el más importante del país y el más extenso de América Latina. Conecta las reservas de gas del sur y el oeste de Argentina, y atraviesa siete provincias para suministrar gas natural a la Ciudad de Buenos Aires, el Gran Buenos Aires, el centro y el sur del país. TGS transporta aproximadamente el 60% del gas consumido en el país, con un sistema de 9.232 km de extensión total.

El sistema TGN y sus gasoductos conexos se extienden a lo largo de 10.971 kilómetros y opera 21 plantas compresoras con una potencia instalada de 391.000 HP. Este sistema transporta

el 40% del gas natural inyectado en todos los gasoductos troncales, y conecta con la Cuenca Neuquina (Gasoducto Centro-Oeste), con la región Noroeste (NOA) y con el sistema de transporte boliviano (Gasoducto Norte).

El sistema TGN tiene una extensión de 6.806 kilómetros que corresponden al Gasoducto Centro-Oeste y al Gasoducto del Norte.

3.2 Requisitos para la infraestructura del transporte de CO₂ en Argentina

Argentina cuenta con un amplio sistema de transporte de gas natural, y la adaptación de este sistema para el transporte de CO₂ podría considerarse una forma de evitar activos varados. Sin embargo, teniendo en cuenta los requisitos para el transporte de CO₂ y el alto nivel de utilización de la capacidad de la infraestructura existente, se podría suponer que esta adaptación no parece ser una opción viable.

Si bien el CO₂ y el gas natural son gases que presentan condiciones estándar de presión y temperatura, los requisitos de seguridad para el CO₂ son muy diferentes porque el CO₂ se transporta en forma líquida.

Factores como la composición, la fase de transporte, y las especificaciones originales de los ductos y su trazado requieren la realización de importantes estudios antes de permitir su reutilización.

Una de las principales diferencias es la presión de trabajo que se necesita en el ducto. Para evitar los cambios de fase, sería necesario adoptar niveles de presión más elevados en los



ductos de CO₂. Los ductos de CO₂ líquido deben funcionar por encima de la presión del punto crítico de 1.070 psig (73,8 bar). Por debajo de esta presión, el CO₂ se evapora, lo que produce un pico de presión y puede provocar roturas. Muchos gasoductos de gas natural no son capaces de funcionar con estos requisitos de presión de CO₂ [28].

Además, los gasoductos de gas natural existentes suelen tener una presión máxima de 1.480 psig, mientras que los ductos de CO₂ suelen funcionar a 2.200 psig. Como consecuencia, adaptar un gasoducto de gas natural para el transporte de CO₂ requeriría la instalación de más estaciones compresoras a lo largo del recorrido, en comparación con un nuevo ducto de CO₂. Por esta razón, el uso de un gasoducto de gas natural existente para el transporte de CO₂ no es una opción práctica para grandes caudales (a partir de 19 Mtpa) o para largas distancias (más de 100 millas) [28].

Otra diferencia crítica es la necesidad de deshidratar el flujo de CO₂ para evitar la corrosión del ducto. El CO₂ puede reaccionar con el agua para formar ácido carbónico altamente corrosivo, que puede corroer el acero al carbono a un ritmo de más de 10 mm/año en CO₂ puro húmedo. Por consiguiente, es necesario secar el producto antes del transporte o especificar un material más resistente a la corrosión [29]. En este sentido, un ducto de CO₂ líquido fabricado con un acero no suficientemente resistente será susceptible de sufrir fracturas dúctiles (RDF), como puede ser el caso de los ductos de gas natural existentes [28]. Por lo tanto, resulta esencial conocer los puntos débiles de los gasoductos de gas natural existentes antes de convertirlos al servicio de CO₂.

Asimismo, el CO₂ líquido es un solvente excelente que puede disolver los componentes no metálicos de los ductos (por ejemplo, juntas, empaquetaduras, válvulas y lubricantes), lo cual provoca fugas, roturas y daños en los equipos de los ductos [28].

En este sentido, según la normativa británica, el operador del ducto debe determinar el historial de diseño, construcción, funcionamiento y mantenimiento del ducto. Si no se dispone de esta información, deberán realizarse las pruebas oportunas para determinar el estado del ducto y verificar si puede funcionar con seguridad para el fin previsto. También puede ser necesario verificar la presión de diseño del ducto [29].

Un informe del Consejo Nacional del Petróleo (EE.UU.) concluye que la reconversión de los gasoductos de gas natural no contribuiría a desarrollar y ampliar la red de ductos de CO₂ en Estados Unidos. Si el objetivo es transportar grandes volúmenes de CO₂ a grandes distancias (100 millas o más), la menor presión de los gasoductos de gas natural existentes

hace inviable su reutilización para el CO₂. Sin embargo, los gasoductos de gas natural podrían reutilizarse si sus diámetros son lo suficientemente grandes y los volúmenes de caudal se optimizan para un rango operativo más estrecho. En EE.UU., el potencial de cada gasoducto debe estudiarse en función de las condiciones específicas del proyecto que se estén evaluando y verificar que la conversión de la línea de servicio de gas natural a servicios de CO₂ cumple los requisitos determinados por la Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA).

Para concluir, la reutilización de un gasoducto de gas natural para el uso de CO₂ depende de varios factores:

- Que la presión requerida no exceda la presión de diseño a lo largo del ducto
- Que el material del ducto tenga la dureza adecuada
- Que los materiales de revestimiento y cualquier material no metálico sean adecuados para el transporte de CO₂
- Se debe realizar un historial del diseño, construcción, funcionamiento y mantenimiento del ducto, o pruebas adecuadas, para determinar su estado con vistas a su adaptación
- Existen tecnologías de supervisión y protocolos de emergencia para abordar de forma proactiva los problemas de integridad de los ductos
- Herramientas, medición y diseños intermodales para permitir el transporte multimodal de CO₂

Situación de la infraestructura mundial del transporte de CO₂

La base de datos de proyectos de CCS (incluido el transporte de CO₂) del Instituto Global de CCS ofrece información sobre el desarrollo mundial de la tecnología.

El Informe sobre la situación mundial de la CCS del año 2022 ofrece una lista de 196 proyectos en 25 países (véase la Figura 27). Los datos incluidos para cada proyecto son: estado, fecha de entrada en funcionamiento, industria a la que pertenece la instalación, almacenamiento de la instalación, y capacidad de captura.

Solo se identifican 6 proyectos que podrían convertirse en centros (lugares donde se recibe CO₂ de diferentes fuentes), y ninguno de ellos está actualmente en funcionamiento. Podría concluirse que, en la actualidad, los ductos de transporte de CO₂ (al menos para los proyectos de CCS) conectan directamente al productor de CO₂ con la instalación de secuestro. En concreto, solo hay un proyecto en desarrollo en América Latina (Brasil) y no hay ningún proyecto de CCS registrado en Argentina.



Figura 27: Cantidad de proyectos de CCS en los países seleccionados



3.3 Posibilidades de adaptación de la infraestructura actual

Teniendo en cuenta las circunstancias específicas del uso de gas natural en Argentina y los desafíos técnicos (y, por consiguiente, económicos) relacionados con la adaptación de la infraestructura de transporte de gas natural, se podría llegar a la conclusión de que implementar un plan de adaptación no sería viable para una parte importante del sistema de transporte. Las circunstancias específicas son:

- El gas natural es un combustible muy relevante en la matriz energética de Argentina (56% del suministro total de energía primaria).
- Argentina cuenta con importantes reservas de gas natural, por lo que sería necesario ampliar el sistema de transporte, no solo para asegurar el abastecimiento interno, sino también para sustituir importaciones (Bolivia, LNG) y exportar a mercados regionales o LNG a mercados internacionales.

Sin embargo, podrían realizarse estudios de viabilidad de partes muy concretas del sistema que podrían conectar posibles instalaciones de fuentes de CO₂ con posibles sitios de producción de combustibles sintéticos.

Además, sería necesario desarrollar un marco regulatorio nacional para el transporte de CO₂. Si se tiene en cuenta que, por lo general, existirá una relación directa entre el productor de CO₂ y el consumidor o el lugar de almacenamiento, el marco debería centrarse en las normas para el diseño, el funcionamiento, la ubicación y el mantenimiento de los ductos de CO₂, y basarse en los marcos que ya se han desarrollado en todo el mundo. El Capítulo 4 proporciona información adicional sobre el marco regulatorio.



4 ASPECTOS REGULATORIOS RELACIONADOS CON CO₂: CRITERIOS DE SUSTENTABILIDAD Y NORMATIVA PARA LA CCUS

Los aspectos regulatorios relativos al CO₂ en cuanto a la producción de PtX implican (i) cualquier criterio vinculante de sustentabilidad por el cual determinadas fuentes de CO₂ sean aceptables y otras no; y (ii) regulación e incentivos aplicables a las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). Argentina no ha desarrollado una normativa sobre ninguno de estos dos aspectos. No obstante, en los capítulos siguientes se abordan algunos criterios y normas adoptados por otros países.

En el caso de los criterios de sustentabilidad, se tratará específicamente la normativa de la UE, ya que se supone que Argentina estaría interesada en participar con sus exportaciones de PtX en el abastecimiento del mercado europeo. Por lo tanto, los criterios de sustentabilidad definidos dentro de las Directivas sobre Energías Renovables (RED) de la UE deben ser tomados como referencia.

Con respecto a las regulaciones e incentivos aplicables a las tecnologías de CCUS, se han revisado diferentes países (Reino Unido, Estados Unidos, Canadá, Australia) ya que los mecanismos identificados podrían ser adoptados en Argentina.

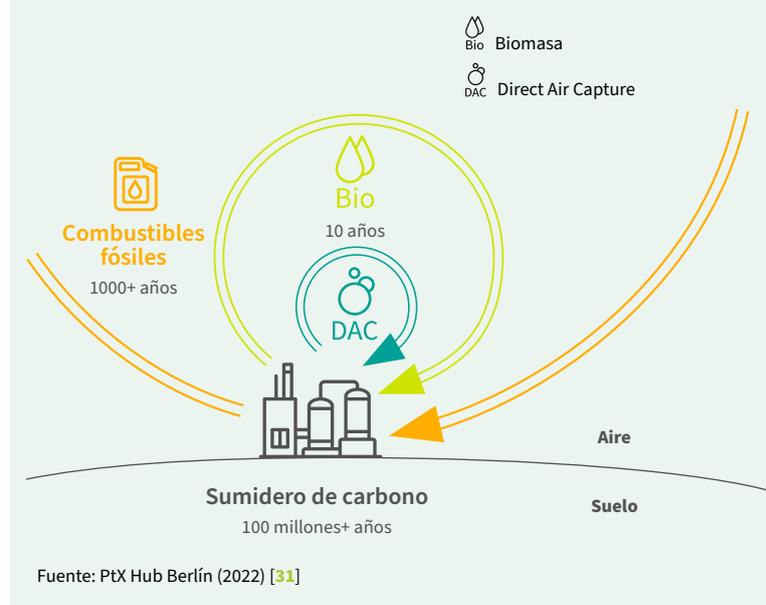
4.1 Criterios de sustentabilidad aplicables a las diferentes fuentes de CO₂

En un escenario global con criterios de sustentabilidad cada vez más ambiciosos, a largo plazo, la producción de PtX renovable tendrá que garantizar que el CO₂ procede de fuentes realmente sustentables y renovables: el CO₂ tendrá que obtenerse de fuentes con un ciclo de carbono corto o cerrado.

La Figura 28 muestra distintos tipos de ciclos del carbono para los productos PtX. Un ciclo del carbono describe el proceso

por el cual las moléculas de carbono se intercambian de la atmósfera a la tierra y luego de nuevo a la atmósfera. La figura muestra cuánto tiempo permanece el carbono en la atmósfera en función del origen de la fuente de carbono. En un ciclo cerrado, cada molécula de carbono que se emite al aire se secuestra de nuevo en la tierra. Cuanto más corto es el ciclo (DAC, luego biomasa), menos moléculas de CO₂ permanecen en la atmósfera. Los ciclos de los combustibles fósiles duran más de 1.000 años.

Figura 28: Ciclo del carbono



4.1.1 Captura directa del aire (DAC)

Desde una perspectiva a largo plazo, la DAC sería la mejor opción en términos de sustentabilidad, ya que tiene un ciclo de carbono cerrado e inmediato. La tecnología DAC puede aplicarse en cualquier lugar de producción en la escala necesaria. Sin embargo, las tecnologías DAC aún no han alcanzado el nivel de madurez tecnológica necesario para que dominen las fuentes de carbono para la producción de PtX a corto plazo. Es probable que sigan siendo onerosas durante bastante tiempo [32].

4.1.2 Biomasa

La biomasa también puede considerarse una fuente sustentable de CO₂, siempre que se cumplan los criterios específicos de sustentabilidad establecidos por la Directiva sobre Energías Renovables I (RED I) aplicables a la cadena de valor de la biomasa.

A su vez, la Directiva sobre Energías Renovables II (RED II) define una serie de criterios de sustentabilidad y de emisión de GHG que deben cumplir los biolíquidos utilizados en el transporte para ser contabilizados en el objetivo global de utilización del 14% de energías renovables en el sector del transporte y poder recibir ayuda económica por parte de las autoridades públicas.⁶ Los criterios de sustentabilidad de los biolíquidos se ampliaron al combustible de biomasa sólida utilizado para electricidad y calefacción, y al combustible de biomasa gaseosa utilizado para electricidad y transporte. Los valores por defecto de las emisiones de GHG y las reglas de cálculo figuran en el Anexo V (biocombustibles líquidos) y en el Anexo VI (biomasa sólida y gaseosa destinada a la producción de electricidad y calor) de la RED II. La Comisión Europea puede revisar y actualizar los valores por defecto de las emisiones de GHG cuando la evolución tecnológica lo requiera [33].

Los operadores económicos (que en la mayoría de los países europeos se identifican como las empresas que pagan el impuesto sobre el combustible) son los responsables de demostrar que se han cumplido los criterios de sustentabilidad. Los operadores económicos tienen la opción de utilizar los valores por defecto de intensidad de GHG que figuran en los Anexos V y VI de la RED II o de calcular los valores reales para su trayectoria. Están obligados a tener un sistema de control que lleve un registro de los distintos lotes de biocombustibles, de dónde procede la materia prima, y de las propiedades de sustentabilidad de cada lote. Auditores independientes inspeccionan y aprueban la calidad de los sistemas de control.

Los subproductos del proceso de producción del biocombustible pueden compartir las emisiones de GHG en relación con su contenido energético. Varias emisiones negativas pueden reducir el valor total de las emisiones de GHG, incluyendo las

mejores prácticas de gestión agrícola que permiten fijar más carbono en el suelo, el exceso de electricidad producida en la planta de biocombustible, el CO₂ que se separa y se almacena geológicamente, y el CO₂ que se separa y se sustituye. También hay una compensación de GHG si la materia prima se cultiva en tierras gravemente degradadas. Un ejemplo de materia prima que genera emisiones negativas de CO₂ es el estiércol [34].

Para evitar el cambio indirecto del uso de la tierra (ILUC)⁷ (que puede provocar la liberación de CO₂ almacenado en los árboles y el suelo, y anular el ahorro de GHG resultante del aumento de los biocombustibles), se limita el uso de biocombustibles con un alto riesgo de ILUC, biolíquidos, y combustibles de biomasa con una expansión significativa a tierras con elevadas reservas de carbono. Los estados miembros pueden seguir utilizando (e importando) combustibles alcanzados por estos límites, pero no pueden incluir estos volúmenes a la hora de calcular hasta qué punto han cumplido sus objetivos en materia de renovables.⁸

4.1.3 Fuentes puntuales industriales

Se desaconseja a medio y largo plazo el uso de CO₂ procedente de fuentes puntuales industriales (es decir, generación de energía eléctrica, industria química, cemento, papel, hierro, vidrio).

Como se indica en el Capítulo 2, los puntos industriales generalmente producen dos tipos de emisiones: (i) las emisiones relacionadas con la energía (resultantes de la combustión de combustibles fósiles); dichas emisiones deben evitarse utilizando combustibles neutros para el clima; y (ii) las emisiones inevitables relacionadas con el proceso (por ejemplo, en el caso de la producción de cemento, la calcinación de la materia prima que produce cal y CO₂ como producto de desecho), que durante los próximos años seguirán considerándose una fuente aceptable de CO₂ para la producción de PtX renovable. Sin embargo, el uso de CO₂ procedente de emisiones inevitables de fuentes puntuales industriales solo se recomienda a corto y mediano plazo, ya que estas fuentes están sujetas a trayectorias para su eliminación progresiva. Existe un riesgo significativo de efecto lock-in para las tecnologías y procesos industriales intensivos en CO₂ [PtX Hub Berlín 2021].

Los criterios anteriores fueron confirmados en junio de 2023 por la Comisión Europea, al publicar oficialmente los dos Actos Delegados en los que se establecen normas detalladas sobre la definición de H₂ renovable y productos PtX renovables por parte de la UE. El primer acto delegado define en qué condiciones los combustibles a base de hidrógeno u otros vectores energéticos pueden considerarse combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO). El segundo acto establece una metodología para calcular las emisiones de GHG durante el ciclo de vida de los RFNBO [35].

⁶ De acuerdo con la Directiva sobre Energías Renovables I (RED I), los países de la UE están obligados a garantizar que la cuota de energía renovable en el consumo final de energía en el transporte sea al menos del 14% para 2030, incluida una cuota mínima del 3,5% en biocombustibles avanzados. La normativa RED I estableció criterios de sustentabilidad para los biocombustibles y biolíquidos. Desde su refundición en 2018 (RED II), los criterios de sustentabilidad se ampliaron al combustible de biomasa sólida utilizado para electricidad y calefacción, y al combustible de biomasa gaseosa utilizado para electricidad y transporte.

⁷ La producción de biocombustibles suele tener lugar en tierras de cultivo que antes se utilizaban para otras actividades agrícolas, como el cultivo de alimentos o de piensos. Esto puede dar lugar a la extensión de tierras agrícolas a tierras no agrícolas, incluyendo posiblemente zonas con grandes reservas de carbono como bosques, humedales y turberas. Este proceso se conoce como cambio indirecto del uso de la tierra (ILUC).

⁸ El Reglamento Delegado (UE) 2019/807 establece criterios específicos tanto para i) determinar las materias primas de alto riesgo de ILUC para las que se observa una expansión significativa de la superficie de producción a tierras con elevadas reservas de carbono; como para ii) certificar los biocombustibles, biolíquidos y combustibles de biomasa de bajo riesgo de ILUC.



Según este último – el Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 –, a corto plazo el origen del carbono utilizado para producir PtX no es relevante para determinar el ahorro de emisiones de dichos combustibles, ya que actualmente existen muchas fuentes de carbono que pueden capturarse mientras se avanza en la descarbonización. Sin embargo, “*en una economía con una trayectoria que aspire a la neutralidad climática de aquí a 2050, las fuentes de carbono que pueden capturarse deberían limitarse a mediano y largo plazo, y restringirse cada vez más a las emisiones de CO₂ que son más difíciles de reducir*”. El acto delegado subraya que el uso continuado de productos PtX que contienen carbono procedente de combustibles no sustentables no es compatible con una trayectoria hacia la neutralidad climática en 2050, ya que implicaría el uso continuado de combustibles no sustentables y sus emisiones asociadas. Por consiguiente, el CO₂ capturado a partir de la combustión de combustibles fósiles para la producción de electricidad debería eliminarse antes de 2035, mientras que el CO₂ procedente de otros usos de combustibles no sustentables sería aceptable hasta 2040. Estas fechas estarán sujetas a revisión.

4.2 Cálculos de GHG: umbrales de ahorro de GHG en RED II

En función de ahorro de GHG, el actual marco RED establece diferentes umbrales de ahorro de GHG, según las fechas de inicio del funcionamiento de las instalaciones. Para las instalaciones que inicien su actividad después de enero de 2021, los umbrales de ahorro de GHG en el caso de los biocombustibles para el transporte se han fijado en el 65% y para los RFNBO en el 70%. En otras palabras, según el actual marco RED, para que los RFNBO se consideren de “bajas emisiones”, el ahorro de GHG debe ser de al menos el 70% en comparación con los combustibles convencionales.

El anexo del Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 establece la metodología para el cálculo de los GHG que se aplica a los RFNBO. La sección 10 del Anexo se refiere a las emisiones de GHG derivadas del carbono capturado de la atmósfera e incorporado al producto PtX. Las fuentes de CO₂ deben cumplir con los siguientes criterios:

- El CO₂ capturado de la combustión de combustibles para la generación de electricidad se aceptará hasta 2036, mientras que el CO₂ obtenido de otras fuentes industriales enumeradas en el Anexo I de la Directiva 2003/87/CE (cemento, acero, vidrio, papel, entre otros) podría utilizarse hasta 2041;
- El CO₂ capturado del aire no posee restricciones;
- El CO₂ derivado de la producción o la combustión de biocombustibles, biolíquidos o combustibles de biomasa debe cumplir con los criterios de sustentabilidad y de ahorro de GHG aplicables (como se describió anteriormente);
- El CO₂ procedente de una fuente geológica de CO₂ solo es admisible si el CO₂ se liberó previamente de forma natural;
- No se acepta el CO₂ procedente de un combustible que se quemara deliberadamente con el fin específico de producir CO₂.

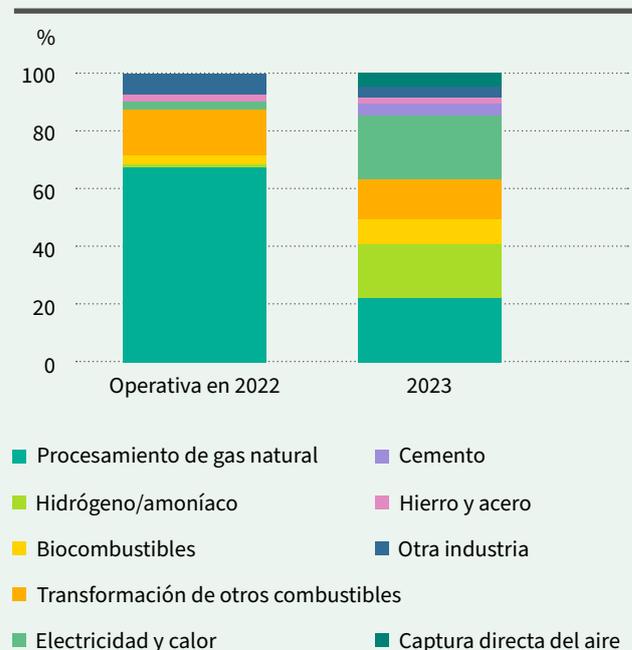
4.3 Normativa e incentivos para la captura de carbono

El desarrollo de tecnologías de captura de carbono tiene un espectro más amplio, ya que la captura de carbono puede ser desarrollada por industrias con altas emisiones de GHG (por ejemplo, el procesamiento de gas natural) con el objetivo de simplemente almacenar el CO₂ y evitar las emisiones a la atmósfera. En tales casos, el CO₂ no se comercializa ni se utiliza, pero la industria correspondiente puede reducir sus emisiones netas. Tales operaciones implican el almacenamiento y transporte de CO₂ en grandes volúmenes y durante largos periodos de tiempo.

Actualmente se utilizan alrededor de 230 Mt de CO₂ al año, principalmente a través de uso directo en la industria de fertilizantes para la fabricación de urea (~130 Mt) y para la recuperación mejorada de petróleo (~80 Mt). La cartera actual de proyectos relacionados con nuevas vías de utilización muestra que podrían capturarse alrededor de 10 Mt de CO₂ al año destinadas a estos nuevos usos para 2030, incluidas unas 7 Mt de CO₂ en la producción de combustibles sintéticos [36].

La Figura 29 ilustra la capacidad operativa y prevista de captura de carbono por sector. A escala mundial, el procesamiento de gas natural representaba en 2022 más del 65% de la capacidad de carbono existente. Para 2030 se espera que este porcentaje disminuya a aproximadamente el 20%, y un porcentaje similar correspondería al sector del hidrógeno y el amoníaco [37].

Figura 29: Capacidad operativa y prevista de captura de carbono por sector



Fuente: IEA 2024 [37]



En consecuencia, algunos países están elaborando una nueva normativa e incentivos para las tecnologías de captura, transporte y almacenamiento de carbono, que incluyen la descarbonización de las industrias convencionales de base fósil. En el contexto de una transición justa, a corto y medio plazo, este tipo de normativa e incentivos (diseñados básicamente para el sector basado en los combustibles fósiles) podrían representar algunas ventajas en cuanto a la disponibilidad de las fuentes de CO₂ necesarias para la producción de PtX (u otros usos del CO₂).

Argentina aún no cuenta con normativa para las tecnologías de CCUS. En los siguientes capítulos se resumen algunos aspectos destacados de la normativa y los mecanismos de incentivos para CCUS en el Reino Unido, Estados Unidos, Australia y Canadá. Luego, se esboza la normativa argentina sobre el transporte de carbono, para llegar a una conclusión sobre la normativa e incentivos que podría adoptar Argentina.

4.3.1 Normativa e incentivos internacionales en materia de CCUS

La captura y utilización de carbono (CCU) de CO₂ para la producción de PtX coincide con una parte de la cadena de valor de la captura y almacenamiento de carbono (CCS), en particular la captura y el transporte de CO₂. Dado que la CCS lleva más tiempo desarrollándose, en este capítulo se describe la normativa tanto para la CCU como para la CCS.

Reino Unido

En abril de 2020, el Reino Unido (RU) publicó la Hoja de ruta del inversor en secuestro de carbono. La hoja de ruta pretende alcanzar el objetivo de capturar entre 20 y 30 Mt de CO₂ al año para 2030, lo que incluye 6 Mt de CO₂ al año de carbono capturado en el sector industrial. Por ello, el gobierno apoyará la creación de al menos dos agrupaciones de CCUS para 2025 y otras dos para 2030.

Los incentivos para la industria incluyen el desarrollo de un modelo de Captura Industrial de Carbono (CCI) que ofrecerá compensaciones a largo plazo a las industrias que quieran lograr una descarbonización profunda, incluidos los proyectos de CCUS de residuos. Serán una especie de contratos por diferencia de carbono.

Para las empresas de transporte y almacenamiento, se propone conceder licencias con tarifas reguladas. El Proyecto de Ley de Energía (en las cláusulas 7-12 y 16, y en el Anexo 1) propone otorgar poderes al Departamento de Seguridad Energética & Red Cero (DESNZ) para conceder licencias a las empresas de transporte y almacenamiento de CO₂ durante un periodo provisional inicial cuya duración será determinada por el DESNZ. A partir de entonces, la responsabilidad de conceder las licencias será asumida por el regulador económico (aunque aún no se ha designado formalmente, se espera que sea Ofgem), que también tendrá la responsabilidad general de administrar las licencias.

El proyecto de ley que establece un marco reglamentario económico para el transporte y almacenamiento de CO₂ se encuentra abierto a consulta y tiene como fin crear el marco reglamentario y el apoyo necesarios para atraer financiación privada y eliminar los obstáculos a la inversión en el mercado, así como proporcionar seguridad de ingresos a largo plazo para el despliegue de la primera red de transporte y almacenamiento de carbono.

Las licencias se concederán a empresas de transporte y almacenamiento de CO₂ para diseñar, construir, poseer y explotar la red de transporte y almacenamiento. Se compondrá de tres secciones en línea con la estructura de otras redes reguladas: las Condiciones Estándar, las Condiciones Especiales, y los Anexos de la licencia. A las empresas de CO₂ se les concederá la licencia y también suscribirán:

- (i) el Paquete de Ayuda Gubernamental (GSP), incluido el Acuerdo de Compensación Suplementaria (SCA)⁹ y el Acuerdo de Suspensión con DESNZ;
- (ii) el acuerdo de apoyo financiero con la contraparte de dicho acuerdo; y
- (iii) cualquier medida de financiación acordada en el marco del Fondo de Infraestructuras CCS (CIF) [38].

Estados Unidos

Los Estados Unidos (EE.UU.) sigue aumentando la capacidad de almacenamiento de CO₂, con casi el doble de nuevos anuncios en 2022 en comparación con 2021. En todo el mundo hay actualmente alrededor de 9 500 km de ductos de CO₂ en funcionamiento, la inmensa mayoría de los mismos (92 %) se encuentra en los EE.UU. [39].

En los EE.UU., los proyectos de CCUS en fase de desarrollo están sujetos a las leyes y normativa federales y estatales en la fuente de CO₂, durante el transporte al lugar de inyección, y en el lugar de inyección para la recuperación mejorada de petróleo (EOR) o el almacenamiento a largo plazo de CO₂. Diversas leyes y normativa federales y estatales (como la Ley Nacional de Política Ambiental, la Ley de Agua Limpia, la Ley de Aire Limpio y las normativas estatales sobre petróleo y gas) pueden afectar a los proyectos de secuestro de carbono, por lo que identificar el marco normativo CCUS estadounidense resulta todo un desafío.

Los Estados Unidos presenta los mayores incentivos financieros para apoyar el desarrollo de CCUS. En 2022, la Ley de Reducción de la Inflación (IRA) dio un nuevo impulso a la CCUS al ampliar y extender el crédito fiscal 45Q, casi duplicando el crédito para el CO₂ capturado por las industrias y centrales eléctricas, y casi triplicando el crédito para el CO₂ obtenido por la DAC. En el caso de la EOR y otros usos industriales, esto significa hasta 85 dólares por tonelada de CO₂ para el almacenamiento permanente y hasta 60 dólares por tonelada de CO₂ para usos en los que pueda demostrarse claramente la reducción de las emisiones de CO₂. El importe del crédito aumenta

⁹ El SCA es un contrato en virtud del cual el DESNZ efectuará pagos a las empresas de transporte y almacenamiento (T&SCO) con respecto a determinadas pérdidas derivadas de fugas de CO₂ en circunstancias en las que el seguro comercial no esté disponible o sea insuficiente. El objetivo del SCA es garantizar que las T&SCO puedan devolver a sus activos un nivel razonable y sustentable de disponibilidad operativa. Aunque el SCA estará disponible para gestionar el riesgo de fuga de CO₂, no está diseñado para ayudar con el riesgo de activos varados.



considerablemente en el caso de los proyectos DAC (180 dólares por tonelada de CO₂ almacenada permanentemente y 130 dólares por tonelada de CO₂ utilizada). Además, una enmienda del año 2022 redujo los requisitos de capacidad de los proyectos elegibles: 18.750 toneladas al año para centrales eléctricas (siempre que se capture al menos el 75% del CO₂), 12.000 toneladas al año para otras instalaciones, y 1.000 toneladas al año para instalaciones DAC. Por último, el plazo para acceder al crédito fiscal se prorrogó 7 años, lo que significa que los proyectos tienen tiempo hasta enero de 2033 para iniciar su construcción.

En resumen, el crédito fiscal 45Q se amplió y extendió a los proyectos de CCUS aprobados por el Congreso de los Estados Unidos a principios de 2018. Es el incentivo específico más importante para la captura de carbono a nivel mundial [40].

Australia

Asimismo, la *Commonwealth* comparte el marco jurídico que regula la CCUS en Australia con los estados y territorios. Las leyes de la *Commonwealth* solo se aplican a los proyectos situados en zonas mar adentro (entre 3 y 200 millas náuticas de la costa) y las leyes de los estados/territorios se aplican a las zonas terrestres y mar adentro dentro de sus respectivas jurisdicciones. El desarrollo de normas estatales/territoriales específicas en materia de CCUS varía considerablemente en todo el país.

La legislación federal establece un marco para la concesión de licencias, la supervisión reglamentaria y las normas ambientales aplicables a los proyectos de CCS en aguas de la *Commonwealth*. Las leyes de la *Commonwealth* que regulan los proyectos de CCUS incluyen la Ley de Almacenamiento de Petróleo y Gases de Efecto Invernadero en Alta Mar de 2006, y la Ley de Protección del Medio Ambiente y Conservación de la Biodiversidad de 1999.

En septiembre de 2020, la *Commonwealth* publicó su Primera Declaración sobre Tecnologías de Bajas Emisiones, en la

que otorga a la CCS un papel destacado en la reducción de emisiones de GHG [41]. La declaración subraya la importancia de la CCS para secuestrar las emisiones de GHG generadas en el procesamiento del gas natural y en industrias difíciles de descarbonizar, como la fabricación de acero y aluminio. Su objetivo es reducir el costo combinado de compresión, transporte y almacenamiento (sin incluir los procesos de captura) a 20 dólares australianos por tonelada de CO₂ equivalente. También compromete al gobierno a destinar 50 millones de dólares australianos a la investigación y a modificar la legislación para garantizar que la CCS pueda recibir ayuda de otros tres fondos existentes: i) el Fondo de Reducción de Emisiones, ii) la Agencia Australiana de Energías Renovables y iii) la Corporación de Financiación de Energía Limpia [42].

En ese marco, el Fondo para el Desarrollo de la Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono otorgó a las empresas subvenciones de hasta 25 millones de dólares para proyectos piloto o precomerciales destinados a reducir las emisiones. Los principales objetivos del Fondo son (i) fomentar las instalaciones de CCUS existentes, piloto o precomerciales, que podrían conectarse en el futuro a un centro regional de CCS y reunir una red de múltiples emisores de GHG que permita reducir los costos y los riesgos de los proyectos de CCUS y la reducción a gran escala; y (ii) apoyar el objetivo prioritario ampliado en materia de tecnología del gobierno australiano para comprimir, transportar y almacenar CO₂ por menos de 20 dólares por tonelada [43].

La Tabla 11 enumera las subvenciones otorgadas por el gobierno australiano a través del Fondo para el Desarrollo de CCUS.

En 2021 Australia confirmó dichos incentivos al presentar su Plan de Reducción de Emisiones a Largo Plazo [44], en el que la tecnología CCUS aparece como una de las opciones para mitigar las emisiones de CO₂ en muchos procesos industriales, entre ellos: procesamiento de gas natural, producción de cemento, acero, fertilizantes, generación de energía, producción de hidrógeno a partir de materias primas fósiles.

Tabla 11: Subvenciones otorgadas por el Fondo Australiano para el Desarrollo de CCUS (2021)

Estado (ubicación del proyecto)	Solicitante	Proyecto	Monto de la subvención
SA	Santos Limited	Proyecto de captura y almacenamiento de carbono (CCS) de Moomba	\$15.000.000
QLD	Energy Developments Pty Limited	Proyecto de captura y utilización de carbono de gases de vertedero (el proyecto)	\$9.000.000
NSW, ACT	Mineral Carbonation Internation Pty Limited	Modelo australiano de CCU: cómo demostrar la descarbonización en la industria pesada	\$14.600.000
NSW	Boral Limited	Cómo convertir residuos mineros en depósitos de carbono – una tecnología de almacenamiento de carbono de bajo costo	\$2.400.000
SA	Corporate Carbon Group Pty Ltd	Proyecto piloto de captura, utilización y almacenamiento de carbono directo del aire: reducción fuera del emplazamiento & ACCUS	\$4.000.000
QLD	Carbon Transport and Storage Corporation (CTSCo) Pty Limited	Proyecto CCUS en la Cuenca de Surat de CTSCo	\$5.000.000



Canadá

Canadá lleva muchos años regulando la CCS. El almacenamiento de carbono está sujeto a la normativa local. Cuando la CCS afecta a la gestión de los fondos marinos, las fronteras nacionales, las relaciones internacionales o la financiación transnacional, interviene el gobierno central. El transporte de CO₂ también está regulado a nivel provincial, siempre que no atraviese más de una provincia.

La provincia de Alberta introdujo enmiendas a la Ley de Minas y Minerales y a la Ley de Conservación de Recursos Energéticos con el fin de incluir directrices para la regulación de la CCS. La propiedad del subsuelo y del espacio poroso sigue siendo siempre del estado provincial. El organismo regulador de la energía de Alberta (AER) es la autoridad reguladora de la cadena de CCS. La captura de CO₂ se considera un proceso de eliminación de gases ácidos en la industria petrolera, por lo que requiere una evaluación ambiental y la aprobación del Ministerio de Medio Ambiente y Parques. Además, el proceso de concesión de permisos se lleva a cabo bajo la supervisión del ministro de Energía. Los permisos de exploración no conceden exclusividad. El periodo de responsabilidad del operador dura 10 años contados a partir de la inyección de CO₂ en el almacenamiento. El operador debe pagar una tasa por tonelada (que se determina para cada proyecto) para financiar el fondo que se aplicará a los costos de monitoreo tras el cierre.

Entre los mecanismos de incentivos y promoción, Canadá cuenta con un Programa de Innovación Energética que incluyó una Convocatoria de ID&D para CCUS [45]. El objetivo es apoyar la inversión y el desarrollo de tecnologías y procesos de captura de CO₂ de última generación, que tienen el potencial de reducir significativamente los costos de capital y de explotación de la captura de CO₂ y aumentar la aplicabilidad a diferentes fuentes de emisión de CO₂, tamaños y concentraciones en comparación con las tecnologías de captura de CO₂.

De 2022 a 2030, las tasas del crédito fiscal serán: 60% para la inversión en equipos de captura de CO₂ en proyectos de captura directa del aire; 50% para la inversión en equipos de captura de CO₂ en el resto de proyectos de CCUS; y 37,5% para la inversión en equipos de transporte, almacenamiento y utilización. De 2031 a 2040, las tasas del crédito fiscal descenderán al 30%, 25% y 18,75%, respectivamente. Podrán solicitar el crédito fiscal las empresas que, a partir del 1 de enero de 2022, incurran en gastos subvencionables relacionados con la compra e instalación de equipos destinados a un nuevo proyecto de CCS. Las empresas solo podrán solicitar el crédito fiscal si se comprometen a someterse a un proceso de validación y verificación para demostrar que el proyecto cumple con los requisitos de almacenamiento de CO₂.

También existen incentivos a nivel provincial. En noviembre de 2021, la provincia de Saskatchewan anunció la elegibilidad de los ductos que transportan CO₂, ya sea para CCUS o para recuperación mejorada de petróleo (EOR), en el marco del Programa de Inversión en Infraestructura Petrolera provincial (OIIP).

La provincia de Alberta ha comprometido 1.240 millones de dólares canadienses¹⁰ hasta 2025 para dos proyectos de CCUS a escala comercial. Ambos proyectos contribuirán a reducir las emisiones de CO₂ de los sectores de las arenas bituminosas y los fertilizantes, y reducirán las emisiones de GHG hasta en 2,76 millones de toneladas al año. Ambos proyectos están obligados a presentar informes anuales al programa de intercambio de conocimientos para garantizar el acceso público a la información técnica y a los aprendizajes del proyecto.

4.3.2 Normativa sobre el transporte de carbono en Argentina

En Argentina, el CO₂ se suministra como gas comprimido y líquido, en diversas purezas y concentraciones. Para bebidas y alimentos, la concentración es del 99,9% y 99,8%, respectivamente [46]. El CO₂ se transporta en camión. La Resolución N° 1957/1997 de la Secretaría de Transporte incluyó el CO₂ entre los materiales peligrosos, dentro de la Clase de Riesgo: “Gas a presión” y “Toxicidad”. La Secretaría de Transporte es el organismo rector nacional que regula y fiscaliza el transporte de materiales y/o residuos peligrosos por carretera y ferrocarril. La Resolución 64/2022 adoptó el Reglamento para Materiales Peligrosos aprobado por el MERCOSUR.

Otras normas aplicables al transporte de CO₂ en Argentina son las siguientes:

- Ley N° 20.284 sobre Contaminación Atmosférica.
- Norma IRAM 3797 sobre símbolos de peligro y manipulación para el transporte y almacenamiento de materiales.
- La Resolución N° 801/2015 relacionada con Riesgos del Trabajo adopta el Sistema Globalmente Armonizado (GHS) de clasificación y etiquetado de productos químicos, con requisitos expresos sobre las etiquetas y las fichas de seguridad.
- La Ley 24.557 destinada a reducir los accidentes laborales mediante la prevención de riesgos.
- La Resolución 295/2003, que aborda los requisitos de higiene y seguridad en el trabajo. Su anexo IV introduce sustancias químicas y establece umbrales de concentración máxima permisible ponderada en el tiempo para las sustancias en suspensión en el aire.

En el futuro, se prevé que el CO₂ se transporte por ductos. En cuanto al modelo de negocio, es probable que se den dos situaciones normativas:

- (i) En el caso de los ductos en el sector del *upstream* exclusivos para CO₂, que pertenecen y son operados por el mismo propietario/operador de la infraestructura industrial en la que se captura y utiliza el CO₂, solo se aplicaría la normativa de seguridad (no la económica ni la comercial).
- (ii) Si el transporte por ductos de CO₂ se expandiera y se convirtiera en un servicio prestado a terceros, las licencias de operación deberían ser otorgadas por autoridades nacionales o provinciales y una agencia regulatoria controlaría los requisitos de seguridad y garantizaría

¹⁰ Alrededor de 913 millones de dólares.



que no haya un uso monopólico de la infraestructura. Dicho organismo podría ser el Ente Nacional Regulador del Gas Natural, siempre que se modifique la Ley 24.076 para ampliar la jurisdicción del ENARGAS tanto al dióxido de carbono como al hidrógeno y a otros gases verdes o sintéticos a ser transportados por ductos.

En todos los casos, deben existir códigos y normas técnicas aplicables que cubran los siguientes aspectos para que el transporte de CO₂ sea seguro:

- Especificaciones técnicas de la infraestructura asociada al transporte de CO₂
- Especificaciones sobre la pureza y la presión a la que debe transportarse el CO₂
- Asignación de responsabilidad en caso de daños derivados de emisiones de CO₂
- Contabilización de las emisiones fugitivas en el inventario de emisiones de un proyecto

La reglamentación técnica para el transporte de CO₂ por ductos podría basarse en la reglamentación existente para la seguridad y protección ambiental en la operación de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos: Resolución E 120/2017 de la ex Secretaría de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minería. Esta Resolución establece las condiciones para el diseño, construcción, inspección, operación, mantenimiento, gestión de la integridad y control de la corrosión de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, y se basa en normas internacionales y en las mejores prácticas de la industria. Además, determina los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir los operadores de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos en lo que respecta a ductos e instalaciones auxiliares. En este sentido, una norma regulatoria principal es el Código ASME B31.4 – Sistemas de transporte por ductos para líquidos y lodos –, edición 2016, de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) [47].

4.3.3 Conclusiones sobre la normativa y los incentivos para las tecnologías CCUS

Los países productores de hidrocarburos ofrecen importantes incentivos para el desarrollo de tecnologías de CCUS (EE. UU., Reino Unido, Canadá, Australia). La UE también ha comprometido 38.000 millones de euros a través del Fondo de Innovación de la UE para CCUS. En consecuencia, se están aprobando normas para el transporte y almacenamiento de CO₂, incluida la concesión de licencias que implican derechos y obligaciones para los licenciatarios autorizados a actuar como proveedores de transporte y almacenamiento de CO₂.

En Argentina, las empresas privadas que operan en los sectores de hidrocarburos e industrial están empezando a aplicar tecnologías de CCS y de reducción de fugas de metano como parte de sus programas de sustentabilidad. Es probable que

la Secretaría de Energía y el ente regulador del gas natural (ENARGAS) aprueben normas y condiciones para la reducción progresiva de las emisiones de CO₂ y de metano. Sin embargo, al igual que en Brasil y México, el desarrollo de las tecnologías de CCS en Argentina sigue estando básicamente relacionado con la EOR, ya que se necesita un ingreso adicional para que sea económicamente viable.

Por lo tanto, y teniendo en cuenta los aspectos de sustentabilidad anteriormente mencionados, cabe señalar que a corto y medio plazo podrían existir sinergias entre las tecnologías de captura de carbono que los sectores de hidrocarburos e industrial deberían implementar y el uso del carbono para la producción de PtX. Dichas sinergias podrían servir de incentivo comercial para ambas partes: el sector industrial tendría un comprador para el carbono capturado, lo que reduciría el costo global del procedimiento de CCS, y el sector de PtX dispondría de una fuente de carbono aceptada a nivel mundial a corto y medio plazo.

En tal sentido, la Estrategia Nacional del Hidrógeno prevé la necesidad de infraestructura para el transporte y almacenamiento de CO₂. Su objetivo es fomentar la I+D en tecnologías de CCUS sobre la base de transferencia de tecnología e innovación.

En resumen, las políticas públicas relativas al H₂ renovable y sus derivados deberían incluir aspectos destacados sobre el desarrollo de las tecnologías de CCUS en consonancia con los criterios globales de sustentabilidad descritos anteriormente. Incluso si no fuera posible proporcionar apoyo financiero público a las tecnologías de CCUS, será necesario establecer algunas normas para la reducción de las emisiones de CO₂ y un régimen de autorización para el suministro de servicios de transporte y almacenamiento de carbono cuando intervengan terceros (por ejemplo, compradores potenciales del CO₂ o incluso el público en general en relación con cuestiones de seguridad y medio ambiente) a fin de garantizar un entorno propicio para las inversiones en estos sectores.

Actualmente, el CO₂ se transporta por camión y rige la normativa sobre transporte de materiales peligrosos –bajo la supervisión de la Secretaría de Transporte–. En el futuro, el transporte de CO₂ por ductos se regirá por códigos y normas de seguridad y técnicas, similares a las que en la actualidad se aplican a la operación de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, aprobados por la Resolución E 120/2017. En cuanto al modelo de negocio, si el transporte de CO₂ se convierte en un servicio a prestar a terceros, las licencias de operación deberían ser otorgadas por autoridades nacionales o provinciales (según las jurisdicciones atravesadas por el ducto) y un organismo regulador se encargaría de controlar los requisitos de seguridad y asegurar que no se abuse de la condición monopólica de ciertas infraestructuras.



CONCLUSIONES

Para desarrollar una cadena de valor de PtX en el país, además de hidrógeno renovable, se necesitará una fuente de carbono para producir hidrocarburos, como metanol o combustibles sintéticos, mediante tecnologías de PtX. El CO₂ es una fuente de carbono adecuada para el PtX porque en muchas industrias se produce como producto residual de procesos de combustión o reacciones químicas. Aunque muy diluido, el CO₂ también está presente en el aire atmosférico.

Por lo tanto, encontrar localizaciones adecuadas para proyectos de hidrógeno y PtX es un aspecto crucial que debe afrontarse tras un análisis geográfico exhaustivo y multisectorial, que incluya la identificación de ubicaciones de fuentes de carbono.

A lo largo de este estudio se ha realizado una caracterización de las diferentes fuentes puntuales de carbono disponibles en Argentina, centrándose en su distribución geográfica. Se estimó que anualmente se emiten alrededor de 74,5 Mt de CO₂ como fuentes puntuales en todo el país, de las cuales 1,9 Mt provienen de fuentes biogénicas. Aquellas regiones en las que no coexisten recursos renovables notables con la disponibilidad de fuentes de carbono se enfrentarán a desafíos, ya sea en el transporte de CO₂ a zonas aptas para la generación de electricidad renovable o en el transporte de electricidad desde regiones con alta velocidad del viento/irradiación solar hasta la ubicación de la fuente de carbono para la producción de hidrógeno y PtX.

A partir del análisis por región se puede concluir que:

- La región patagónica presenta un extraordinario potencial eólico caracterizado por velocidades del viento de hasta 12 m/s y parques eólicos que funcionan con factores de capacidad superiores al 60%. Aunque no se han identificado fuentes biogénicas de CO₂ en la región patagónica, existen varias fuentes puntuales industriales, incluidas dos plantas

de cemento, una planta de aluminio primario, una planta de metanol y casi veintitrés centrales eléctricas de gas natural. A pesar de las oportunidades limitadas para desarrollar proyectos PtX con CO₂ local, estas fuentes identificadas podrían apoyar proyectos a gran escala compatibles con las dimensiones de exportación.

- El centro y el sur de la provincia de Buenos Aires tienen un buen potencial eólico y hay fuentes de CO₂ disponibles, como cementeras, plantas químicas y petroquímicas, una refinería de petróleo y varias centrales eléctricas de gas natural. La ciudad portuaria de Bahía Blanca se destaca por sus actividades químicas y petroquímicas, que incluyen una refinería y una planta de producción y exportación de amoníaco. Estas características posicionan a la ciudad como un posible centro de H₂ y PtX.
- En la región central del país, a pesar de la disponibilidad de fuentes biogénicas de CO₂, ni la velocidad del viento ni la irradiación solar son especialmente destacables. Es necesario seguir estudiando los costos de las energías renovables para analizar si se pueden conseguir costos competitivos del hidrógeno.
- La región noroeste tiene condiciones excelentes de irradiación solar y hay varias fuentes de carbono disponibles, como el bioetanol, la celulosa y el papel, y las centrales eléctricas de gas natural. Sin embargo, los desafíos en esta región incluyen estrategias críticas de suministro de agua para evitar la competencia con otros usos del agua, la obtención de la licencia social para los proyectos, y los costos logísticos finales debido a la distancia entre las zonas de demanda interna y los puertos, a menos que el consumo se produzca en la misma región.

La demanda futura de CO₂ para PtX puede dividirse en uso local y exportación. Se estimó que serían necesarios aproximadamente 4,0 Mt de CO₂ para sustituir la demanda



actual de metanol, urea y combustibles de aviación por productos PtX. Para el año 2050, se necesitarían 8,7 Mt de CO₂ para la exportación de metanol y combustibles de aviación. Sin embargo, estas estimaciones deben interpretarse como escalas de referencia, ya que presentan muchas incertidumbres.

Actualmente, el transporte de CO₂ en Argentina se realiza solo a pequeña escala por camión y está regulado bajo la supervisión de la Secretaría de Transporte para materiales peligrosos. En el futuro, el transporte de CO₂ por ductos se regirá por códigos y normas técnicos y de seguridad, similares a los que rigen actualmente para los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por ductos, aprobados por la Resolución E 120/2017. En cuanto al modelo de negocio, si el transporte de CO₂ se convierte en un servicio que se presta a terceros, las licencias de operación deberían ser otorgadas por autoridades nacionales o provinciales (según las jurisdicciones atravesadas por el ducto) y un organismo regulador sería responsable de controlar los requisitos de seguridad y garantiza que no se abuse de la condición monopólica de ciertas infraestructuras. En el caso de los ductos en upstream exclusivos para CO₂, que pertenecen y son operados por el mismo propietario/operador de la infraestructura industrial en la que se captura y utiliza el CO₂, solo se aplicaría la normativa de seguridad (no la económica ni la comercial).

En cuanto a la adaptación de la infraestructura actual para el transporte de CO₂, cabe señalar que, teniendo en cuenta las circunstancias específicas del uso del gas natural en Argentina y los desafíos técnicos relacionados con la adaptación de la infraestructura de transporte de gas natural, la aplicación de un plan de adaptación puede no ser viable para una parte relevante del sistema de transporte. Sin embargo, sería posible evaluar la viabilidad de partes muy específicas del sistema que podrían conectar las posibles instalaciones de fuentes de CO₂ con las posibles ubicaciones de los centros de producción de combustibles sintéticos.

Dado que Europa será un país de destino para la exportación de productos PtX, en el estudio se tuvo en cuenta las normativas de la UE. Según ellas, a corto y medio plazo, el origen del CO₂ utilizado para la producción de PtX no es relevante para determinar el ahorro de emisiones de estos combustibles, ya que actualmente existen muchas fuentes de carbono y pueden capturarse. Sin embargo, a largo plazo, la producción de PtX renovable tendrá que garantizar que el CO₂ procede de fuentes realmente sustentables y renovables. Para que estos combustibles tengan alguna posibilidad de cumplir con

los umbrales de ahorro de GHG del 70%, es necesario evitar las emisiones mediante la captura de CO₂ y, por lo tanto, poder restarlas del total de emisiones de GHG del proceso de producción. Y esto solo será así si el CO₂ capturado cumple con los siguientes requisitos:

- a largo plazo, solo se aceptará la captura directa del aire si la energía utilizada para su funcionamiento procede de fuentes renovables;
- las fuentes de biomasa solo se aceptan si se cumplen los criterios de sustentabilidad y ahorro de GHG;
- las emisiones procedentes de la generación de energía eléctrica se aceptarán hasta 2036;
- las emisiones de otras fuentes puntuales industriales se aceptarán hasta 2041;
- en el caso del CO₂ geológico, debe haberse liberado de forma natural.

Esta normativa será vinculante y directamente aplicable en todos los estados miembros de la UE; por lo tanto, los mismos criterios serán pertinentes para la producción de PtX en los países que tengan previsto exportar PtX a la UE.

Además de que las fuentes de carbono fósil no son la mejor opción desde el punto de vista de la mitigación de GHG, los requisitos de sustentabilidad de las fuentes de carbono fósil y los avances hacia la transición energética plantean desafíos para las fuentes puntuales industriales:

- se prevé un rápido descenso de la generación de energía a partir de combustibles fósiles, por lo que se espera que la disponibilidad de emisiones de CO₂ disminuya a medio plazo
- En la actualidad, no está clara la aceptación de este tipo de fuentes para una certificación internacional de productos PtX. Incluso si se aceptasen hasta la fecha, esto puede modificarse a corto plazo
- la energía de origen fósil y otras fuentes puntuales industriales pueden convertirse pronto en una fuente inaceptable de CO₂ para los productos PtX en los países importadores, por ejemplo, en Europa
- el uso de estas fuentes plantea riesgos de efectos de *carbon lock-in*

A corto y medio plazo podría haber sinergias entre las tecnologías de captura de carbono que implementarán los sectores de hidrocarburos e industrial y el uso del carbono para las tecnologías de PtX.

Las políticas públicas relativas al hidrógeno renovable y sus derivados deberían incluir aspectos destacados sobre el desarrollo de tecnologías de CCU(S) en consonancia con los criterios globales de sustentabilidad. Del mismo modo, serán necesarios la reglamentación relativa a las normas para la reducción de las emisiones de CO₂ y un régimen de autorización para la prestación de servicios de transporte y almacenamiento de carbono cuando participen terceros con la finalidad de garantizar un entorno propicio para las inversiones en estos sectores.



Referencias

- Unión Europea, "COMMISSION DELEGATED REGULATION (EU) 2023/1185." 10 feb., 2023. [Online]. Disponible en: http://data.europa.eu/eli/reg_del/2023/1185/oj
- CAMMESA, "Informe Mensual de Generación Renovables Variable." 2022. [Online]. Disponible en: https://cammesaweb.cammesa.com/2020/09/15/informe-mensual-generacion-renovable-variable/?doing_wp_cron=1706702138.3454699516296386718750
- Agora Industry, Agora Energiewende, Fundación Torcuato Di Tella, International PtX Hub, "12 Insights on Hydrogen-Argentina Edition." Mayo 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.agora-energiewende.org/publications/12-insights-on-hydrogen-argentina-edition>
- SAE, "Estrategia Nacional para el Desarrollo de la Economía del Hidrógeno de Bajas Emisiones." 2023. [Online]. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/07/estrategia_nacional_de_hidrogeno_sae_2023.pdf
- NASA, Global Climate Change, "Vital Signs - Carbon Dioxide." Consultado: 13 dic., 2023. [Online]. Disponible en: <https://climate.nasa.gov/vital-signs/carbon-dioxide/>
- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible Argentina (MAyDS), "CUARTO INFORME BIENAL DE ACTUALIZACIÓN DE LA REPÚBLICA ARGENTINA A LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO (CMNUCC)," 2021. Consultado: 13 dic., 2023. [Online]. Disponible en: <https://unfccc.int/documents/419772>
- HONORABLE CONGRESO DE LA NACION ARGENTINA, "ENERGÍA ELÉCTRICA - Ley 27191." Consultado: 18 dic., 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/253626/texto>
- CAMMESA, "Informe Síntesis Mensual," 2022, [Online]. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>
- CAMMESA, "Informe Anual CAMMESA." 2021. [Online]. Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>
- Instituto Petroquímico Argentino, (IPA), "Informe Anual IPA." 2021. [Online]. Disponible en: <https://www.ipa.org.ar/>
- Profertil, "Sustainability Report." 2021. [Online]. Disponible en: <https://rs.profertil.com.ar/>
- Asociación de Fabricantes de Cemento Portland, AFCP, "Fifth report on sustainability indicators." 2022.
- Cámara Argentina del Acero, "Informe Estadístico Cámara Argentina del Acero." 2021. [Online]. Disponible en: www.acero.org.ar
- Mission Possible Partnership, "CLOSING THE GAP FOR ALUMINIUM EMISSIONS: TECHNOLOGIES TO ACCELERATE DEEP DECARBONIZATION OF DIRECT EMISSIONS." [Online]. Disponible en: <https://3stepsolutions.s3-accelerate.amazonaws.com/assets/custom/010856/downloads/Closing-the-Gap-for-Aluminium-Emissions.pdf>
- Aluar, "Aluar en cifras." Consultado: 18 dic., 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.aluar.com.ar/seccion/aluar-en-cifras/2/35>
- E. Misirliran y V. Pérez Barcia, "La industria del aluminio en Argentina." Consultado: 18 dic., 2023. [Online]. Disponible en: https://unsam.edu.ar/escuelas/eeyn/economia_regional/La_industria_del_aluminio_Argentina.pdf
- CAIAMA, "Anuario estadístico 2022." Consultado: 07 de sept., 2023. [Online]. Disponible en: <https://www.aluminiocaiama.org/wp-content/uploads/2023/04/Anuario-2022.pdf>
- Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca Argentina (MAGYP), "RELEVAMIENTO DE LA INDUSTRIA DE LA CELULOSA Y EL PAPEL 2020," Jul. 2022.
- INDEC, "Informe Estadístico." 2022. [Online]. Disponible en: <https://www.indec.gob.ar/>
- Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, "Síntesis del esquema de producción y mercado del etanol." 2018. [Online]. Disponible en: https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/observatorio_bioeconomia/indicadores/07/index.php#:~:text=Actualmente%2C%20la%20producci%C3%B3n%20de%20bioetanol,con%20posterioridad%20a%20la%20ca%C3%B1a.
- Secretaría de Energía, "Informe de Precios de Bioetanol en Argentina." 2023. [Online]. Disponible en: https://glp.se.gob.ar/biocombustible/reporte_precios_bioetanol.php
- Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, "Informe Bioenergía." 2022. [Online]. Disponible en: [http://www.minagri.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos/000006_Infomes%20Biocombustibles%202022/220900_Informe%20Biocombustibles%20\(Septiembre%202022\).pdf](http://www.minagri.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/informes/_archivos/000006_Infomes%20Biocombustibles%202022/220900_Informe%20Biocombustibles%20(Septiembre%202022).pdf)
- Food and Agriculture Organization of the United Nations (FAO), "Survey of anaerobic biodigestion plants with thermal and electrical energy use." 2019. [Online]. Disponible en: http://www.probiomasa.gob.ar/_pdf/Relevamiento%20Nacional%20de%20Biodigestores_10-7-2019.pdf
- INTA, Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, "Informe Técnico. Relevamiento de Producción de Digeridos de Plantas de Biogás en Argentina." 2021. [Online]. Disponible en: https://www.magyp.gob.ar/sitio/areas/bioenergia/biogas/_archivos/000001_Relevamiento%20de%20Producci%C3%B3n%20de%20Digeridos%20de%20Plantas%20de%20Biog%C3%A1s%20en%20Argentina/211200_Relevamiento%20de%20Producci%C3%B3n%20de%20Digeridos%20de%20Plantas%20de%20Biog%C3%A1s%20en%20Argentina.pdf
- "Global Wind Atlas." 2024. [Online]. Disponible en: <https://globalwindatlas.info/es>
- "Global Solar Atlas." 2024. [Online]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/map>
- Deloitte, "Green hydrogen: Energizing the path to net zero," 2023.
- P. Blackburn, "Risks of Converting Natural Gas Pipelines to CO2 Service." [Online]. Disponible en: <https://pipelinefighters.org/news/risks-of-converting-natural-gas-pipelines-to-co2-service/>
- P. N. Seevam, J. M. Race, and M. J. Downie, "Infrastructure and pipeline technology for carbon dioxide (CO2) transport," in Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO2) Capture and Storage Technology, Elsevier, 2010, pp. 408–434. doi: 10.1533/9781845699574.4.408.
- Global CCS Institute, "GLOBAL STATUS OF CCS 2022," 2022. [Online]. Disponible en: <https://status22.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/10/Global-Status-of-CCS-2022-Report-Final-compressed.pdf>
- International PtX Hub, "Scoping Paper on PtX.Sustainability Dimensions and Concerns." 2022. [Online]. Disponible en: <https://ptx-hub.org/es/publication/ptx-sustainability-dimensions-and-concerns-scoping-paper/>
- P. Kasten and C. Heinemann, "Not to be taken for granted: climate protection and sustainability through PtX," Öko-Institut e.V., sep. 2019. [Online]. Disponible en: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Impulse_paper_criteria_for_e-fuel_production.pdf
- "Renewable Energy Directive." [Online]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ.L:2018:328:TOC
- "Swedish knowledge center for renewables transportation fuels (2021). Factsheet No. 1 EU Sustainability criteria." 2021. [Online]. Disponible en: https://f3centre.se/app/uploads/Misc_Fact-sheet-No-1_EU-Sustainability-Criteria_210621.pdf
- "Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185." 10 feb., 2023. [Online]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:3AOJ.L_.2023.157.01.0020.01.ENG&toc=OJ%3AL%3A2023%3A157%3A
- IEA, "CO2 Capture and Utilisation." [Online]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-capture-and-utilisation#tracking>
- IEA, "CCUS Projects Explorer," París, mar. 2024. [Online]. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer>
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy, "Carbon Capture, Usage and Storage," jun. 2022. [Online]. Disponible en: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1085944/ccs_network_code_draft_heads_of_terms_explanatory_note.pdf
- IEA, "CO2 Transport and Storage." [Online]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage/co2-transport-and-storage#tracking>
- Clean Air Task Force, "Carbon Capture and the Inflation Reduction Act." [Online]. Disponible en: <https://cdn.catf.us/wp-content/uploads/2023/02/16093309/ira-carbon-capture-fact-sheet.pdf>



- 41 Australian Government Department of Industry, Science, Energy and Resources, “Technology Investment Roadmap: First Low Emissions Technology Statement.” Sep. 2020. [Online]. Disponible en: <https://www.dcceew.gov.au/sites/default/files/documents/first-low-emissions-technology-statement-2020.pdf>
- 42 White & Case, “How Australian laws and regulations affect carbon capture and storage.” [Online]. Disponible en: <https://www.whitecase.com/insight-our-thinking/how-australian-laws-and-regulations-affect-carbon-capture-and-storage>
- 43 Australian Government, “Funding for carbon capture, use and storage pilot projects or pre-commercial projects aimed at reducing emissions.” [Online]. Disponible en: <https://business.gov.au/grants-and-programs/carbon-capture-use-and-storage-development-fund>
- 44 Australian Government, “AUSTRALIA’S LONG-TERM EMISSIONS REDUCTION PLAN.” [Online]. Disponible en: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Australias_LTS_WEB.pdf
- 45 Gobierno de Canadá, “Energy Innovation Program - Carbon capture, utilization and storage RD&D Call – Capture focus area.” [Online]. Disponible en: <https://natural-resources.canada.ca/science-and-data/funding-partnerships/opportunities/grants-incentives/energy-innovation-program/capture-focus-area/24854>
- 46 Linde, “Dióxido de carbono.” [Online]. Disponible en: <https://www.linde.ar/gases/carbon-dioxide>
- 47 ASME, “Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.” [Online]. Disponible en: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-4-pipeline-transportation-systems-liquids-slurries>

