

Criterios de la Unión Europea para certificación de H₂ renovable y productos PtX

Edición Argentina

IMPRESIÓN

Como empresa estatal, la GIZ apoya al Gobierno Alemán en la consecución 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
 Köthener Str. 2-3
 10963 Berlin, Alemania
 T +49 61 96 79-0
 E info@ptx-hub.org
www.ptx-hub.org

Responsables:

Sebastián Murúa, Verónica Chorkulak, Claudia Ilting (International PtX Hub)

Autor:

Sebastián Murúa (International PtX Hub)

Edición:

Sebastián Murúa, Verónica Chorkulak, Claudia Ilting, Jan-Hendrik Scheyl, Antonio Fernandez Rodriguez (International PtX Hub)

El International PtX Hub es implementado por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en nombre del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Acción Climática, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de la República Federal de Alemania (BMUKN) y financiado por la Iniciativa Internacional de Clima (Internationale Klimaschutzinitiative, IKI). Las actividades del International PtX Hub en Argentina son implementadas por un consorcio conformado por GIZ, la Secretaría de Energía de Argentina, CEARE (Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética), Fundación Torcuato Di Tella, Agora Energiewende y DECHEMA e.V.

Buenos Aires, noviembre 2025



On behalf of:



Federal Ministry
for the Environment, Climate Action,
Nature Conservation and Nuclear Safety



Implemented by



TABLA DE CONTENIDOS

1	Resumen Ejecutivo	5
2	Glosario.....	8
3	Introducción y Alcance.....	10
3.1	Introducción.....	10
3.2	Objetivo del estudio	10
4	Introducción al marco normativo de H2 renovable y productos PtX de la Unión Europea	11
5	Directiva de Energías Renovables y Actos delegados en H2 renovable y productos PtX.....	14
5.1	Surgimiento de los RFNBOs.....	14
5.2	Actos delegados	15
5.3	Criterios para que un producto sea RFNBO:	16
5.3.1	Criterio del 70% y umbral de emisiones.....	16
5.3.2	Ecuación de GHG.....	16
5.3.3	Términos de la ecuación.....	17
5.3.4	Concepto de energía pertinente y fracción de RFNBO	20
5.3.5	Consideraciones para la cuantificación de la intensidad de emisiones	20
5.3.6	Importancia de las Emisiones de la energía eléctrica	22
5.3.7	Energía eléctrica “totalmente renovable” – Acto delegado 2023/1184.....	24
5.3.8	Definición de Zona de Ofertas en Europa e Interpretación de Zona de Oferta para otros países	28
6	Aplicación de criterios para certificación de RFNBO en Argentina	30
6.1	Equivalencia para “zona de ofertas” en Argentina	30
6.1.1	Argentina como una única zona de ofertas	30
6.1.2	Argentina dividida en varias “zonas de ofertas”	32
6.1.3	Resolución de interpretación de “zona de ofertas” para Argentina	33
6.2	Electricidad totalmente renovable a través de la red.....	35
6.2.1	Electricidad <i>totalmente renovable</i> - Caso de red > 90% de ER	35
6.2.2	Electricidad <i>totalmente renovable</i> - Caso de red con intensidad de emisiones < 18 gCO ₂ /MJ.....	39
6.2.3	Electricidad <i>totalmente renovable</i> - Caso de red con Curtailments	40
6.2.4	Electricidad <i>totalmente renovable</i> - Caso de red con PPA + Adicionalidad + Temporalidad + Correlación geográfica	40
6.3	Emisiones de la energía que no califica como “Totalmente Renovable”	43
6.4	Fuentes de CO ₂ y Emisiones.....	46

6.4.1	Impuesto al carbono en las fuentes industriales de CO ₂ de origen fósil.....	48
6.5	Emisiones en el transporte marítimo de RFNBOs	49
7	Enlaces de interés	51
8	Conclusiones	52
9	Anexo: Zonas de ofertas de la UE vs mercado eléctrico argentino	56
9.1	Zonas de ofertas del mercado eléctrico de la Unión Europea.....	56
9.2	Mercado eléctrico argentino y red interconectada.....	58
10	Referencias.....	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Marco regulatorio de la Unión Europea entorno a RFNBOs	13
Figura 2 – Ecuación para cálculo de intensidad de emisiones de GEI para RFNBO	17
Figura 3 - Emisiones asociadas a la producción de H2 por diferentes vías tecnológicas.	23
Figura 4 - Alternativas de suministro de electricidad “totalmente renovable” de acuerdo con el acto delegado 2023/1184	25
Figura 5 - Zonas de ofertas del sistema eléctrico Unión Europea	57
Figura 6 - Potencia instalada renovable. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA	60
Figura 7 -Regiones eléctricas del sistema eléctrico argentino. Fuente: CAMMESA (geoSADI).....	60
Figura 8 - Generación y demanda eléctrica por región. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.	61
Figura 9 - Centrales eléctricas y regiones. Fuente: CAMMESA.....	62
Figura 10 - Transporte eléctrico en alta tensión. Fuente: CAMMESA.....	62
Figura 11 - Licitaciones de capacidad de transporte eléctrico. Fuente: CAMMESA	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Delimitaciones de las regiones eléctricas del sistema eléctrico Argentino.....	33
Tabla 2 - Generación eléctrica 2024 (GWh). Fuente: CAMMESA	36
Tabla 3 - Generación eléctrica 2023 (GWh). Fuente: CAMMESA.	37
Tabla 4 - Participación de energías renovables en la generación eléctrica en 2024 clasificada por región eléctrica. Fuente: CAMMESA	38

Tabla 5 - Intensidad de emisiones de electricidad de la red eléctrica en 2024. Fuente: CAMMESA ..	39
Tabla 6 – Factores de emisiones desde la fuente del combustible. Fuente: Acto delegado 2023/1185.....	44
Tabla 7 - Emisiones de GEI de la generación eléctrica en 2024 por región eléctrica. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA y criterios de acto delegado 2023/1185.	45
Tabla 8- Emisiones de GEI de la generación eléctrica en 2023 por región eléctrica. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA y criterios de acto delegado 2023/1185.	45
Tabla 9 - Fuentes biogénicas puntuales por provincia, (International PtX Hub, Fuentes de CO ₂ para la Producción de PtX en Argentina, 2024).....	47
Tabla 10 - Fuentes puntuales de CO ₂ de la industria de celulosa y papel por provincia, (International PtX Hub, Fuentes de CO ₂ para la Producción de PtX en Argentina, 2024)	47
Tabla 11 - Fuentes puntuales industriales por provincia (International PtX Hub, Fuentes de CO ₂ para la Producción de PtX En Argentina”, 2024)	48
Tabla 12 – Modelos de buques de carga de amoníaco, (International PtX Hub, Análisis de la infraestructura portuaria del litoral patagónico de Argentina para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y Power-to-X (PtX), 2024).....	50
Tabla 13 - Emisiones de CO ₂ asociadas al transporte marítimo de amoníaco. Fuente: Elaboración propia.....	50
Tabla 14 – Estimación de emisiones de CO ₂ asociadas al transporte marítimo de amoníaco desde Argentina a Europa. Fuente: elaboración propia.....	51

1 Resumen Ejecutivo

El presente informe analiza cómo los criterios establecidos por la Unión Europea para la certificación de Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés) impactan en el diseño y la viabilidad de proyectos de hidrógeno renovable y productos Power-to-X (PtX) en Argentina. El objetivo principal es ofrecer una guía práctica para desarrolladores de proyectos y otros actores del sector privado que evalúan el acceso al mercado europeo como uno de los destinos principales de sus exportaciones, y servir de referencia para que tomadores de decisión analicen cómo orientar políticas públicas y regulación en caso de querer alinear una estrategia de exportación de estos productos hacia dicho mercado.

En una primera parte, el informe realiza una lectura e interpretación de los criterios de certificación definidos por la Unión Europea. En este marco se destaca:

- Definición de los RFNBO: Los RFNBO incluyen al hidrógeno producido por electrólisis del agua utilizando energía eléctrica renovable y a los productos derivados de dicho compuesto (por ejemplo, amoníaco, metanol o combustibles sintéticos).
- Marco normativo europeo: La Segunda Directiva de Energías Renovables (RED II), complementada por RED III y por los actos delegados 2023/1184 y 2023/1185, establece las definiciones, criterios y reglas para la certificación de RFNBO, apoyándose además en documentos interpretativos.
- Umbral de reducción de emisiones: Para que un combustible pueda considerarse RFNBO debe cumplir un umbral de reducción de emisiones de al menos un 70% respecto a su equivalente fósil, lo que se traduce en una intensidad de emisiones inferior a 28,2 gCO₂/MJ de combustible, lo que equivale a 3.38 kgCO₂/kg H₂.
- Enfoque de ciclo de vida: La intensidad de emisiones debe calcularse considerando toda la cadena de valor: producción y suministro de insumos, procesos de conversión, transporte, almacenamiento, distribución y uso final del RFNBO.
- Rol determinante de la electricidad: La electricidad es el principal determinante de las emisiones asociadas. Cuando la energía eléctrica utilizada en producción, transporte o almacenamiento del RFNBO puede considerarse como “totalmente renovable” según los criterios de la normativa, las emisiones asociadas a esa electricidad se contabilizan como 0 gCO₂/MJ. En caso contrario, deben sumarse las emisiones de la electricidad consumida, calculadas de acuerdo con las reglas del acto delegado 2023/1185.
- Criterios para electricidad renovable: La normativa permite considerar electricidad totalmente renovable tanto a partir de parques de generación renovable conectados de manera directa a la planta de RFNBO, como a partir de electricidad tomada de la red, siempre que se cumpla al menos uno de los casos definidos en los actos delegados. Estos casos combinan requisitos sobre la participación renovable y la huella de carbono de la red, con condiciones de adicionalidad, correlación geográfica y correlación temporal entre generación y consumo.



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by



- Definiciones específicas utilizadas: La normativa europea utiliza algunos conceptos muy específicos en sus reglas para certificación de RFNBO, algunos de estos conceptos provienen de la regulación del sistema eléctrico de la UE, como por ejemplo las “zonas de ofertas”. La aplicación de estos conceptos en países fuera de la UE puede significar desafíos importantes de interpretación.
- Fuentes de carbono admitidas: Para los RFNBOs que requieren una fuente de carbono (como metanol o combustibles sintéticos), el CO₂ puede provenir de captura directa de aire, de fuentes biogénicas o de ciertas fuentes industriales, sujetas a límites temporales y a condiciones específicas.
- Certificación y verificación: La verificación del cumplimiento de todos estos criterios recae en los esquemas de certificación aprobados por la Comisión Europea, que deberán evaluar cada proyecto, proceso productivo y lote de producción. Estos esquemas, junto con la Comisión, también tendrán un rol clave en la interpretación práctica de la normativa en países fuera de la UE, cuyos mercados eléctricos y marcos institucionales difieren del contexto europeo.

En una segunda parte, el informe estudia la **aplicabilidad de estos criterios a proyectos localizados en Argentina** que busquen exportar RFNBO a la Unión Europea. En este análisis se destaca:

- Diferencias estructurales del mercado eléctrico: El mercado eléctrico argentino está diseñado de forma muy diferente al mercado europeo y no utiliza el concepto de “zonas de oferta”, lo que complejiza la aplicación directa de algunos criterios de la normativa, en particular los vinculados a la correlación geográfica de la electricidad renovable.
- Importancia del concepto de zona de ofertas: La interpretación del concepto de zona de ofertas es central para entender cómo pueden interactuar los futuros proyectos de RFNBO con el sistema de transporte eléctrico argentino. Existen, al menos, dos enfoques posibles: considerar a todo el país como una única zona de ofertas, o subdividirlo en varias “zonas” equivalentes, por ejemplo, basadas en las regiones eléctricas que ya utiliza CAMMESA.
- Rol de los actores institucionales: Esta interpretación no está en manos de las empresas ni de las autoridades nacionales de manera unilateral, sino que dependerá en última instancia de los esquemas de certificación y de la Comisión Europea. Sin embargo, actores como la Secretaría de Energía y CAMMESA pueden y deberían jugar un rol activo aportando información y asistencia técnica para orientar esa definición.
- Impacto en los proyectos y la planificación energética: La forma en que se definan las zonas de ofertas puede afectar de manera favorable o desfavorable a distintos proyectos, en particular a aquellos que prevean tomar parte de su energía de la red y computarla como totalmente renovable. También puede influir en la localización óptima de la nueva generación renovable y de las plantas de producción de RFNBO dentro del país.
- Oportunidades regionales dentro de Argentina: Argentina cuenta con regiones donde la participación renovable en la generación es muy elevada, como Patagonia y el Noreste, lo que se traduce en intensidades de emisiones de la electricidad significativamente inferiores al promedio nacional. Esto podría abrir oportunidades para proyectos

conectados a red que puedan aprovechar estos perfiles de generación. Estas oportunidades dependerán de la interpretación del equivalente a zona de ofertas en Argentina.

- Disponibilidad y calidad de la información eléctrica: CAMMESA registra y publica información detallada sobre generación, demanda, combustibles y emisiones a nivel de región y tecnología, con granularidad horaria. Esta disponibilidad de datos hace posible estimar factores de emisión de la electricidad consistentes con la metodología del acto delegado 2023/1185 y, por tanto, calcular de manera robusta la contribución de la electricidad a la huella de los RFNBO producidos en Argentina.
- Fuentes de carbono disponibles: En lo que respecta a las fuentes de carbono, el país cuenta con fuentes biogénicas relevantes (por ejemplo, plantas de bioetanol y de pulpa y papel) y con varias fuentes industriales potencialmente utilizables (cementeras, producción de acero, amoníaco, refinerías, centrales térmicas).
- Elegibilidad de fuentes de carbono biogénicas: Las fuentes de carbono provenientes de la biomasa deberán cumplir con los lineamientos de sustentabilidad de la Unión Europea respecto a la biomasa, para poder ser elegibles como fuentes de carbono para producción de RFNBO.
- Riesgos regulatorios para usos de fuentes industriales: La falta de un sistema doméstico de tarificación de emisiones introduce incertidumbre sobre la elegibilidad de las fuentes industriales como insumos para RFNBO exportables a la UE.
- Consideraciones sobre el transporte marítimo para los RFNBOs: El transporte marítimo de RFNBO desde puertos argentinos hacia Europa puede representar una contribución no despreciable a la huella de emisiones del producto, particularmente si no se optimizan las rutas y la eficiencia del uso del combustible de los buques, lo que refuerza la importancia de considerar toda la cadena logística en el diseño de los proyectos.

En conjunto, el informe muestra que la posibilidad de desarrollar proyectos de hidrógeno renovable y PtX en Argentina que califiquen como RFNBO bajo la normativa europea no depende únicamente de la abundancia del recurso renovable, sino de la articulación entre el diseño técnico y contractual de los proyectos, la estructura y operación del sistema eléctrico argentino, la interpretación de conceptos europeos como las zonas de oferta y la existencia de instrumentos de trazabilidad y certificación adecuados. Coordinar tempranamente a desarrolladores, autoridades energéticas, el operador del sistema y potenciales esquemas de certificación será clave para transformar el potencial técnico en proyectos exportadores efectivamente certificables y competitivos en el mercado europeo.

2 Glosario

AMBA	Área Metropolitana de Buenos Aires
BW LPG	Compañía naviera especializada en transporte marítimo de gas licuado de petróleo (BW LPG)
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (operador del sistema eléctrico argentino)
CBAM	Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono de la Unión Europea (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCS	Captura y almacenamiento geológico de carbono (Carbon Capture and Storage)
DAC	Captura directa de aire (Direct Air Capture)
e-SAF	Combustible de aviación sostenible sintético producido a partir de hidrógeno renovable (e-SAF)
eCCS	Término usado para emisiones evitadas por captura y almacenamiento de carbono (eCCS)
EEOI	Indicador Operativo de Eficiencia Energética del transporte marítimo (Energy Efficiency Operational Indicator)
eSAF	Variante de escritura de e-SAF (combustible de aviación sostenible sintético)
ETS	Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU Emissions Trading System)
EU	Unión Europea (por sus siglas en inglés, European Union)
Fit for 55	Paquete normativo de la UE para reducir las emisiones netas al menos un 55 % hacia 2030
FuelEU	Reglamento FuelEU Maritime sobre reducción de la intensidad de GEI de combustibles marítimos
GEI	Gases de efecto invernadero
geoSADI	Base de datos geoespacial del Sistema Argentino de Interconexión (geoSADI)
GLP	Gas licuado de petróleo
GLP/LPG	Gas licuado de petróleo (GLP, por sus siglas en inglés LPG – Liquefied Petroleum Gas)
HFO	Fuel oil pesado utilizado como combustible marítimo (Heavy Fuel Oil)

ISCC	International Sustainability and Carbon Certification (esquema de certificación de sostenibilidad y carbono)
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables de Argentina
NOA	Noroeste Argentino
PPA	Contrato de compraventa de energía eléctrica a largo plazo (Power Purchase Agreement)
PIB	Producto Interno Bruto
PtX	Power-to-X (producción de combustibles o productos derivados utilizando electricidad renovable)
Q&A	Documentos de preguntas y respuestas (Questions & Answers) emitidos por la Comisión Europea
RCF	Combustibles de carbono reciclado (Recycled Carbon Fuels)
RED	Directiva de Energías Renovables de la Unión Europea (Renewable Energy Directive)
RED I	Primera Directiva de Energías Renovables de la UE
RED II	Segunda Directiva de Energías Renovables de la UE (Directiva (UE) 2018/2001)
RED III	Tercera Directiva de Energías Renovables de la UE (Directiva (UE) 2023/2413)
REPowerEU	Plan REPowerEU de la Unión Europea para reducir la dependencia de combustibles fósiles y acelerar las renovables
REGRT	Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (REGRT de Electricidad)
RFNBO	Combustibles renovables de origen no biológico (Renewable Fuels of Non-Biological Origin)
RIGI	Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (proyecto de régimen fiscal argentino)
SADI	Sistema Argentino de Interconexión (red de transporte eléctrico en alta tensión)
SAF	Combustible de aviación sostenible (Sustainable Aviation Fuel)
UE	Unión Europea
VLGC	Very Large Gas Carrier (buque gasero de gran porte utilizado para transportar amoníaco o GLP)

3 Introducción y Alcance

3.1 Introducción

El desarrollo del sector de producción de hidrógeno renovable y sus derivados en Argentina se proyecta, al menos en una primera etapa, con una orientación predominantemente exportadora. Esto se refleja tanto en la Estrategia Nacional de Hidrógeno, que estima una producción de alrededor de 5 Mt/año para 2050, de las cuales aproximadamente 4 Mt/año se destinarían a exportación, como en la cartera actual de proyectos en evaluación en el país, donde la mayoría se conciben como iniciativas de gran escala para la producción de derivados de hidrógeno renovable, tales como amoníaco o combustibles sintéticos, orientados a mercados externos.

En paralelo, al analizar la evolución esperada del mercado internacional de hidrógeno y sus derivados, la Unión Europea se perfila como la región con la mayor demanda potencial de estos productos. Esto se explica por la combinación de políticas ambiciosas de descarbonización, las proyecciones de consumo interno de hidrógeno de baja emisión y las limitaciones identificadas para producir localmente, en forma competitiva y a la escala requerida.

En este contexto, resulta fundamental que países que visualizan al hidrógeno renovable como un vector principalmente exportador en el corto y mediano plazo, como es el caso de Argentina, comprendan en detalle los criterios europeos para la certificación de estos productos como Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés). Dicha comprensión es clave no solo para evaluar la viabilidad de proyectos orientados a la Unión Europea como mercado de destino, sino también para anticipar cómo estos requisitos pueden aplicarse en Argentina e interactuar con el marco regulatorio y operativo del sistema eléctrico nacional.

3.2 Objetivo del estudio

El objetivo de este informe es brindar soporte técnico tanto a desarrolladores de proyectos de hidrógeno renovable y productos Power-to-X, como a otros actores relevantes del sector energético argentino, para que puedan comprender cuáles son las reglas y criterios que deben cumplir estos productos a fin de ser certificados como RFNBO bajo la normativa de la Unión Europea y, de este modo, acceder a dicho mercado.

Con este propósito, el estudio se organiza en dos partes. En primer lugar, se describen las principales disposiciones de la Segunda Directiva de Energías Renovables (RED II) y de sus actos delegados en lo referente a la certificación de hidrógeno renovable y derivados. En segundo lugar, se analizan posibles estrategias para implementar y aplicar estos criterios en proyectos localizados en Argentina que busquen exportar a la Unión Europea, y se identifican cuáles son los posibles desafíos o puntos que aún están sujetos a interpretación y a una definición oficial.



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by



4 Introducción al marco normativo de H2 renovable y productos PtX de la Unión Europea

Desde la ratificación del Acuerdo de París en 2016, la Unión Europea ha ido tejiendo un entramado regulatorio que combina objetivos vinculantes, precios al carbono y normas sectoriales específicas para colocar a su economía en la senda de la neutralidad climática. El Pacto Verde Europeo (2019) y la Ley Europea del Clima (2021) consagraron en legislación la meta de reducir las emisiones netas al menos un 55 % para 2030 y alcanzar la neutralidad climática en 2050. A 2023, las emisiones ya se ubicaban alrededor de un 37 % por debajo de los niveles de 1990, mientras que el PIB creció cerca de un 68 %, lo que se suele presentar como evidencia de que descarbonización y crecimiento económico pueden ser compatibles.

Para lograrlo, la Unión Europea se apoya en un conjunto de instrumentos heterogéneos:

- **Objetivos de cuota.** Las sucesivas Directivas de Energías Renovables (RED I, RED II y RED III) obligan a que cada Estado miembro alcance un porcentaje mínimo de energía renovable en su consumo final, mientras que la Directiva de Eficiencia Energética fija metas de ahorro anual.
- **Señal de precio.** El EU Emissions Trading System (ETS) cubre hoy la generación eléctrica, parte de la industria pesada y, desde 2024, el transporte marítimo; el precio del CO₂ se ha mantenido en valores elevados en los últimos años, reforzando la señal para sustituir combustibles fósiles. Asimismo, el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM) es una medida climática en el marco del Pacto Verde Europeo que aplica un precio al carbono, alineado con el EU ETS, a un grupo reducido de productos importados a la UE, como acero, cemento, fertilizantes, aluminio, hidrógeno y electricidad, con el objetivo de reflejar su contenido de carbono y actuar como señal de precio complementaria al régimen europeo de comercio de emisiones
- **Normas sectoriales.** Existen límites de CO₂ a vehículos, requisitos de eficiencia en edificios y, más recientemente, cuotas obligatorias de combustibles renovables en aviación y navegación marítima.

El progreso logrado con esta combinación ha sido significativo, pero dejó al descubierto a los llamados *hard-to-abate sectors* (siderurgia, fertilizantes, transporte de largo recorrido, aviación y marítimo), en los que la electrificación directa resulta técnicamente difícil o económicamente poco viable. Es en estos sectores donde el hidrógeno de origen renovable y sus derivados dejan de ser una opción futura para convertirse en un pilar explícito de la política climática europea.

REPowerEU y la estrategia del hidrógeno

La Estrategia Europea de Hidrógeno (2020), en el marco del Pacto Verde, sitúa al hidrógeno renovable como vector prioritario para la descarbonización de los sectores industriales intensivos en energía y de determinados segmentos del transporte, y plantea un despliegue progresivo de capacidad de electrólisis en la Unión hacia 2030. Tras la invasión de Rusia a Ucrania, el plan

REPowerEU (mayo de 2022) refuerza esta orientación e introduce, a modo de señal política y de orden de magnitud, la ambición de incrementar significativamente la producción interna de hidrógeno renovable y de complementar dicha oferta con volúmenes importados al horizonte 2030.

Un instrumento financiero importante para materializar estos objetivos es la European Hydrogen Bank, que ofrece subastas de apoyo a la producción dentro de la UE. De este modo, la Unión busca entre estas iniciativas y las cuotas de incorporación de RNFBO sectoriales, dar una señal de demanda a largo plazo y, al mismo tiempo, contribuir a la formación de una referencia de precio para el hidrógeno renovable en el contexto europeo.

El concepto de RFNBO en la RED II

La revisión de la Directiva de Energías Renovables en 2018 (RED II) introdujo la categoría de **Renewable Fuels of Non-Biological Origin (RFNBO)**: hidrógeno generado con electricidad renovable y los combustibles sintéticos derivados de él (e-amoníaco, e-metanol, e-SAF, e-diésel, etc.). Dos Actos Delegados adoptados en febrero de 2023 fijan las reglas para certificar un combustible como RFNBO:

1. El criterio para considerar la electricidad empleada como renovable.
2. La metodología de cálculo de emisiones *well-to-use* que exige un ahorro de al menos 70 % frente al combustible fósil de referencia.

Estos criterios son el foco principal de este informe y se desarrollan en detalle en las secciones siguientes.

RED III y el salto a cuotas vinculantes de hidrógeno renovable

La última reforma de la directiva, publicada en octubre de 2023 (RED III), introduce un cambio cualitativo: no solo eleva el objetivo global de renovables al 42,5 % del consumo final bruto de energía en 2030, sino que incorpora obligaciones específicas de consumo de hidrógeno renovable y RFNBO:

- **Sector industrial.** Al menos el 42 % del hidrógeno consumido deberá ser renovable en 2030, porcentaje que aumenta al 60 % en 2035.
- **Sector transporte.** Al menos el 1 % de la energía final consumida en 2030 deberá provenir de RFNBO, en paralelo a un objetivo separado para biocombustibles avanzados.

Con estas obligaciones, el hidrógeno renovable y los e-combustibles dejan de ser opciones voluntarias y pasan a formar parte de cuotas obligatorias en la matriz energética europea.

Es relevante aclarar que la RED III no reemplaza la RED II, ni los actos delegados en RFNBO, la tercera directiva enmienda la anterior en algunos puntos. Pudiendo, por ejemplo, modificar objetivos en alguno de los sectores o introducir nuevos, o dejar otros vigentes como está en la RED II.

ReFuelEU Aviation y FuelEU Maritime: motores de demanda sectorial

El paquete **Fit for 55** complementa RED III con normas específicas para los modos de transporte internacional:



Supported by:



Implemented by



on the basis of a decision
by the German Bundestag

- **ReFuelEU Aviation** establece que el combustible de aviación sostenible (SAF) deberá representar el 2 % del queroseno en 2025, 6 % en 2030 y 70 % en 2050. Dentro de esa cifra, existe un subobjetivo para SAF sintético (es decir, RFNBO) que arranca en 1,2 % en 2030 y alcanza el 35 % en 2050.
- **FuelEU Maritime** impone una reducción progresiva de la intensidad de GEI de los combustibles marítimos: -2 % en 2025, -6 % en 2030 y hasta -80 % en 2050, otorgando un factor de multiplicación favorable a los e-combustibles hasta 2033. Adicionalmente, es relevante remarcar que se espera que los RFNBOs tenga un papel importante como herramientas para reducción de emisiones del sector, ya que, luego de las soluciones de eficiencia en el diseño de los buques y motorizaciones, en el transporte marítimo de larga distancia no existen muchas alternativas adicionales de desfossilización que reemplazar los combustibles fósiles por combustibles bajos en emisiones.

En conjunto, estas regulaciones garantizan una demanda creciente de e-SAF y e-combustibles marítimos a base de hidrógeno renovable.

Tipo	Transporte	Industria	Almacenamiento	Infraestructura
Objetivos y Reglas	RED II y RED III			
	Actos Delegados sobre RFNBO			
	Normas de CO ₂ para autos y furgonetas			
	Normas de CO ₂ para Transporte Pesado			
	Fuel EU Maritime			
	REFuel EU Aviation	Hidrógeno y otros gases descarbonizados (Directiva y Regulación)		
Precio al Carbono	EU-ETS			
	EU CBAM			
Incentivos y Financiamiento	EU Hydrogen Bank			
		Fondos para Modernización e innovación		
		Taxonomía EU		
		Net Zero Industry Act		
	Regulación	Directiva	Legislación delegada	Otro

Figura 1 - Marco regulatorio de la Unión Europea entorno a RFNBOs

Escasez interna y oportunidades para exportadores

Los Estados miembros poseen un potencial renovable limitado y, salvo algunos casos como España o Portugal, enfrentan costos de producción de hidrógeno superiores a los de regiones con recursos solar y eólico particularmente abundantes. La propia UE reconoce que no podrá cubrir con oferta interna todos sus objetivos: REPowerEU es una primera señal de esto cuando estima que aproximadamente la mitad del hidrógeno renovable necesario en 2030 deberá importarse. Adicionalmente, varios Estados miembros de la UE ya anticipan un rol estructural como importadores de hidrógeno renovable y derivados (RFNBO). La Estrategia Nacional de Hidrógeno actualizada de Alemania estima una demanda de 95–130 TWh de hidrógeno y derivados en 2030, de la cual entre el 50 y el 70 % (≈45–90 TWh) debería cubrirse mediante importaciones, lo que se desarrolla luego en la Estrategia de Importaciones de Hidrógeno y Derivados adoptada en 2024 (Eckardt, Hoehne, & Stenzel, 2023). Bélgica, con su estrategia federal de hidrógeno, se posiciona

explícitamente como hub de importación y tránsito en el noroeste europeo y proyecta un consumo de 10–15 TWh/año de hidrógeno renovable en 2030, del cual más del 90 % provendría del exterior (FPS Economy, 2022). En paralelo, Países Bajos desarrolla al puerto de Róterdam como nodo clave para la llegada de hidrógeno y portadores como amoníaco, con planes para suministrar del orden de varios millones de toneladas anuales a Europa hacia 2030, en buena medida a partir de importaciones. En conjunto, estas estrategias nacionales y los numerosos acuerdos de suministro anunciados hacia Alemania y los Países Bajos refuerzan la señal de que una parte relevante de la futura demanda europea de RFNBO será abastecida vía importaciones de terceros países (Port of Rotterdam, 2024).

Para proyectos como los que se planifican en Argentina, esto tiene dos implicancias directas:

1. **Un mercado con precio “premium”.** Los compradores europeos estarán obligados a pagar un diferencial por moléculas certificadas, porque necesitan demostrar cumplimiento normativo.
2. **La obligación de certificar.** Cumplir integralmente los Actos Delegados (adicionalidad, trazabilidad y umbral de emisiones) es condición de acceso al mercado para que los compradores europeos puedan contabilizar estos productos en sus obligaciones. Esquemas voluntarios reconocidos por la Comisión, como CertifHy, REDCERT o ISCC EU RFNBO, actúan en la práctica como “pasaportes” comerciales.

En menos de una década, la Unión Europea ha pasado de centrarse en el despliegue de renovables eléctricas a legislar cuotas obligatorias de hidrógeno renovable y e-combustibles, configurando un marco en el que actúa como polo mundial de referencia: fija reglas de producción (criterios RFNBO) y de demanda (RED III, ReFuelEU, FuelEU).

Para cualquier proyecto argentino que aspire a suministrar hidrógeno renovable o productos PtX a la UE, comprender este ecosistema regulatorio no es solo deseable, sino imprescindible: condiciona la configuración técnica de la planta, la línea de base de emisiones y, en última instancia, la bancabilidad del proyecto. En la sección siguiente se analizan en detalle los Actos Delegados de la RED II, pieza clave para traducir los objetivos políticos europeos en requisitos de certificación concretos y verificables.

5 Directiva de Energías Renovables y Actos delegados en H2 renovable y productos PtX

5.1 Surgimiento de los RFNBOs

Las primeras dos Directivas de Energías Renovables (RED I y RED II) establecen un marco común para impulsar la energía procedente de fuentes renovables en la UE y definen las reglas sobre ayudas, autoconsumo, calefacción-refrigeración, transporte, cooperación regional, garantías de origen y criterios de sostenibilidad para biocombustibles y biomasa.



Supported by:



Implemented by



on the basis of a decision
by the German Bundestag

En esta directiva se introduce el concepto de Combustibles Renovables de Origen No Biológico o RFNBO por sus siglas en inglés (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) en un contexto vinculado a la descarbonización del sector de transporte (que luego fue ampliado a otros sectores) y en las cuotas que establece la directiva en dicho sector, entendiendo que además de la electrificación y de los biocombustibles, existía una familia de combustibles producidos a partir de energías renovables (mediante electrólisis) con gran potencial de desfosilización del sector y de escalabilidad. Al introducir esta nueva familia de combustibles limpios, la directiva da lineamientos básicos sobre los criterios para definir cuándo un combustible es un RFNBO y establece las bases para que la Comisión Europea diseñe los criterios técnicos específicos para certificar RFNBO.

Esta discusión y diseño de reglas de certificación fue un proceso que incluyó consulta a interesados y tiempo de desarrollo. Finalmente, la Comisión Europea publicó en Febrero 2023 dos Actos Delegados¹ que definen estos criterios técnicos de certificación.

Posteriormente a la publicación de los actos delegados sobre certificación de RFNBOs, se adoptó la tercera Directiva de Energías Renovables (RED III). Con la Directiva (UE) 2023/2413 (RED III), la Unión Europea amplía decisivamente el alcance de los combustibles renovables de origen no biológico: deja de considerarlos casi exclusivamente como herramienta para descarbonizar el transporte y los convierte en un pilar transversal al imponer cuotas vinculantes de hidrógeno renovable en la industria (42 % en 2030 y 60 % en 2035), mantener un subobjetivo específico dentro del nuevo 29 % de renovables en el transporte e introducir metas indicativas para el sector marítimo, de modo que los RFNBO pasan de ser una solución de nicho a ocupar un rol central en la estrategia europea de descarbonización para la próxima década.

5.2 Actos delegados

El Acto Delegado 2023/1185 establece una **metodología** para evaluar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada de los RFNBOs.

Por su parte, el Acto Delegado 2023/1184 hace foco en las características que debe tener la **energía eléctrica** utilizada en la producción de RFNBOs para que la energía se considerada como **“Totalmente Renovable” (Fully Renewable)**.

Adicionalmente, vale aclarar que el acto delegado 2023/1185 no solo establece reglas para cuantificar intensidad de emisiones de RFNBOs, sino que también incluye otra familia de

¹ Un acto delegado es una norma no legislativa, de alcance general y fuerza obligatoria, que la Comisión dicta para completar o retocar detalles no esenciales de una ley de la UE.

combustibles que son los Combustibles de Carbono Reciclado (RCF, por sus siglas en inglés). Los RCF son combustibles producidos a partir de flujos de residuos líquidos o sólidos de origen no renovable, no están vinculados al H2 renovable y sus derivados, pero es necesario mencionarlos porque la metodología de cuantificación de intensidad de emisiones descripta en el acto delegado fue pensada para ambas familias de combustibles, por lo que algunos términos tienen más significado para los RCF que para los RFNBOs.

5.3 Criterios para que un producto sea RFNBO:

5.3.1 Criterio del 70% y umbral de emisiones

La normativa RED II introdujo en su artículo 25, que para que un combustible califique como RFNBO debe reducir en al menos un 70% las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a la alternativa fósil de referencia.

$$\text{Reducción de Emisiones} = \frac{E_{ref} - E_{RFNBO}}{E_{ref}} < 70\%$$

El acto delegado 2023/1185, en su anexo, establece de forma explícita la intensidad de emisiones de la referencia de combustible fósil en 94 gCO₂/MJ.

Esto indica que un RFNBO debe tener una intensidad de emisiones de GEI igual o menor que **28.2 gCO₂/MJ**, lo que equivale a 3.38 kg CO₂/kg H₂.

$$E_{RFNBO} \leq 28,2 \frac{gCO2_{eq}}{MJ} = 3,38 \frac{kgCO2}{kgH2}$$

5.3.2 Ecuación de GHG

El mismo acto delegado 2023/1185 establece la metodología de cuantificación de intensidad de emisiones de un RFNBO (y de los RCFs). Esta metodología es del tipo “Well-to-use”, lo que implica que se deben tener en consideración todas las emisiones que se producen desde la cadena productiva hasta el uso o consumo del RFNBO.

No es un análisis de ciclo de vida completo, ya que la normativa indica de forma explícita que no se deben cuantificar las emisiones generadas en la fabricación de maquinarias y equipos.

La ecuación incluida en el acto delegado es precisamente la siguiente:

$$E = e_i + e_p + e_{td} + e_u - e_{ccs}$$

Previo a entrar en detalles en cada uno de los términos de la ecuación, en el siguiente diagrama se muestra una simplificación visual para poder entender mejor el alcance y enfoque de la normativa. Hay que tener en consideración que la ecuación incluye las emisiones más comunes y obvias, pero también debe contemplar casos de producción de combustibles de carbono reciclado un poco más específicos, por lo que algunos términos son más intuitivos de entender y relevantes en

terminos generales de los RFNBOs, y otros que son pensados para proyectos específicos donde aparecen emisiones adicionales a tener en consideración.

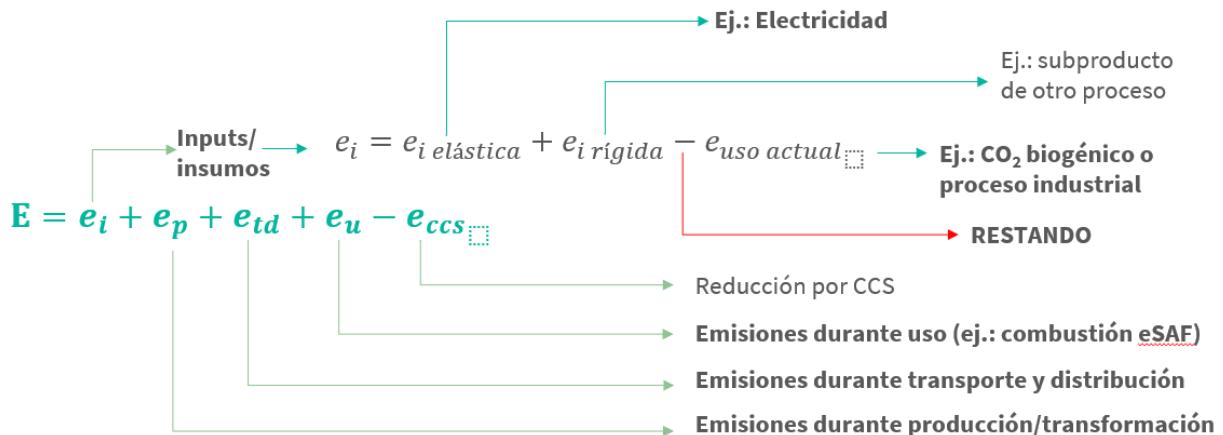


Figura 2 – Ecuación para cálculo de intensidad de emisiones de GEI para RFNBO

5.3.3 Términos de la ecuación

Emisiones procedentes del suministro de insumos (e_i)

Este término incorpora las emisiones asociadas a elementos que funcionan como insumos en el proceso productivo del RFNBO.

Dentro de este término se tratan dos puntos que pueden ser críticos en la producción de un RFNBO: *electricidad* y *fuentes de carbono* (cuando se trate de moléculas con carbono).

Esta categoría incluye tres tipos de emisiones de insumos:

- **Emisiones de insumos elásticos** – Emisiones asociadas a los insumos que se utilizan en la producción del RFNBO y que pueden incrementarse en caso de necesitar más insumo. Ejemplos muy claros de estos:
 - Agua - Si se utiliza agua desalinizada de una planta de un tercero. Se requiere cuantificar las emisiones asociadas al agua utilizada.
 - Electricidad – Si la electricidad consumida durante la producción del RFNBO no puede considerarse como “Totalmente Renovable”, se debe incluir en este término las emisiones asociadas a la electricidad no renovable. Más adelante en el reporte se profundizará en los criterios para considerar la energía como Totalmente Renovable.

Si la energía eléctrica puede considerarse como “**Totalmente Renovable**” bajo los criterios definidos en el acto delegado 2023/1184, se considera que las emisiones de CO₂ de dicha electricidad son nulas, (2023/1185, Anexo A, punto 5).

- **Emisiones de insumos rígidos:** son emisiones asociadas a insumos que no pueden suministrarse en mayor cantidad para satisfacer una demanda adicional. Este término está más vinculado a los RCFs y el uso de carbón reciclado.
- **Emisiones procedentes del uso o destino actual:** Lo primero que se destaca de este término es que está restando en la ecuación. Esto es porque justamente busca incorporar las emisiones que se evitan por el hecho de incorporarlas a la molécula del combustible.

En el caso de los RFNBOs, este término aplica cuando se trata de moléculas que incorporan carbono y que, por lo tanto, además de hidrógeno, requieren de una fuente de carbono para su producción. La normativa indica que, si la fuente de carbono es aceptada según los criterios que describe, se debe cuantificar e incorporar las emisiones de CO₂ evitadas y restarlas en la ecuación general, ya que al incorporarla a la molécula se evita que el CO₂ llegue o esté en la atmósfera.

Las fuentes de carbono aceptadas en la normativa son:

- A. *CO₂ de fuentes puntuales industriales* (origen fósil): Las actividades que pueden considerarse como fuentes admitidas requiere dos condiciones:
 - i. La actividad debe estar listada en el Anexo I de la Directiva 2003/87/CE. Este listado incluye generación de energía eléctrica, plantas químicas, refinación, cementeras, producción de acero, de aluminio, entre otras.
 - ii. La emisiones de CO₂ se han tenido en cuenta previamente en un sistema eficaz de tarificación de emisiones. Deben pagar impuesto al carbono o estar en un esquema del tipo “Cap & Trade” como el ETS de la Unión Europea.

Si cumple con estas condiciones, se considera apto el uso de esta fuente de CO₂ hasta el año 2041, salvo que se trate de CO₂ proveniente de generación eléctrica, en tal caso se permite únicamente hasta 2036. Se puede encontrar más información sobre las fuentes de carbono admisibles por la regulación de la UE en el estudio “Identification of suitable carbon as feedstock for PtX products to be exported to Europe” (Reihle & Scheyl, 2024).

Más adelante se revisará puntualmente la viabilidad del inciso ii) aplicado a proyectos en Argentina.

- B. *Captura Directa del Aire:* El CO₂ se ha capturado del aire, (procesos de DAC).
- C. *Fuentes biogénicas:* El CO₂ proviene de fuentes biogénicas, esto puede ser tanto durante la producción de biocombustibles (líquidos o gaseosos), como durante la combustión de estos biocombustibles. Los biocombustibles deben cumplir con los criterios de sostenibilidad de la Unión Europea.

- D. *RFNBOs y RCFs como fuentes de carbono:* El CO₂ proviene de la combustión de estos combustibles limpios.
- E. *CO₂ geológico:* El carbono proviene de una fuente geológica y se liberaba previamente de forma natural

Emisiones procedentes de la transformación (e_p):

En este término se deben tener en consideración las emisiones procedentes de la transformación incluirán las emisiones atmosféricas directas procedentes de la propia transformación, del tratamiento de los residuos y de las fugas. Acá se deben incluir todas las emisiones directas del proceso productivo (producción de H2V, conversión a derivados y todos los sistemas necesarios para que esto ocurra). Podría servir de ejemplo el caso de que haya algún uso térmico de gas natural para regenerar aminas de una planta de captura de carbono en una instalación de e-metanol.

Emisiones procedentes del transporte y distribución (e_{td}):

En este término se computan las emisiones asociadas al transporte y distribución de los productos, (las emisiones asociadas al transporte y distribución de los insumos no deben contabilizarse aquí, sino en emisiones de insumos). Se destaca que en esta categoría deben incluirse por ejemplos, las emisiones asociadas al transporte en barco de RFNBOs que se exportan desde Argentina hasta Europa, y las emisiones de distribución por transporte terrestre hasta su uso (si lo hubiese).

Emisiones procedentes del uso (e_u):

Aquí se deben tener en consideraciones emisiones de CO₂ que se pueden producir durante el uso del RFNBO, por ejemplo, en la combustión de eSAF o e-metanol. Estas emisiones dependerán de la relación estequiométrica y de la conversión durante la reacción de combustión. Las emisiones asociadas a la combustión de eSAF o de e-metanol, están muy por encima del umbral de 28.2 gCO₂/MJ, pero como se vio durante la explicación del ahorro de emisiones cuando se utiliza como insumo CO₂ que es aceptado por la normativa, las emisiones del uso se compensan con las emisiones evitadas.

Emisiones evitadas por captura y almacenamiento de carbono (e_{ccs}):

Aquí se deben tener en consideraciones la reducción de emisiones que se puede tener si el proyecto incluye captura de CO₂ con posterior almacenamiento geológico (CCS). Son situaciones muy específicas que no suelen ser lo más fácil de encontrar en proyectos de RFNBOs.

5.3.4 Concepto de energía pertinente y fracción de RFNBO

En el acto delegado 2023/1185 se distingue el concepto de energía “pertinente” (o “relevant energy”) del total de energía que se consume en la cadena productiva de un producto RFNBO.

La energía pertinente es la parte de la energía de los insumos que realmente contribuye al contenido energético del combustible final (o de su intermedio), medida con el Poder Calorífico Inferior (PCI), e incluyendo solo la fracción de electricidad y calor que efectivamente sirve para subir ese contenido energético.

A modo de ejemplo, el contenido energético del hidrógeno que se produce por electrólisis proviene de la electricidad con que se alimenta el electrolizador, esta electricidad computa como energía pertinente. Por otro lado, la electricidad que alimenta el motor de la bomba de alimentación de agua al electrolizador es energía no pertinente, ya que no es energía que aumente el contenido energético del producto hidrógeno.

La energía pertinente más importante en los procesos productivos de los RFNBOs es la electricidad con la que se alimenta el electrolizador. Algunos procesos de conversión pueden incorporar otros insumos energéticos que pueden calificar como energía pertinente, un ejemplo de esto es el calor que se requiere en reacciones del tipo endotérmicas, como puede ser el caso de la reacción de RGWS para la producción de e-metanol.

Cuanto la energía pertinente no califique enteramente como totalmente renovable, bajos los criterios de los actos delegados, el porcentaje de producto que puede certificarse como RFNBO se calcula en base a la energía pertinente que es totalmente renovable dividida por la energía pertinente total del proceso.

Esto quiere decir, por ejemplo, que, si en algún momento se alimenta un electrolizador con más energía de la que puede comprobarse como totalmente renovable, solo la fracción totalmente renovable puede calificar como RFNBO.

Este análisis de energía pertinente renovable y fracción que puede computarse como RFNBO se debe realizar en paralelo con el cálculo total de intensidad de emisiones de los productos. Para esto será importante que las plantas productivas cuenten con instrumentación certificada para verificar los flujos de electricidad.

Como referencia adicional y a modo de aportar otro ejemplo, en caso de que el suministro eléctrico de una planta de RFNBO sea mixto (energía totalmente renovable y una parte de energía que no es totalmente renovable) pero que la energía eléctrica pertinente (consumo electrolizador) esté cubierta en su totalidad por energía totalmente renovable, y la energía que no califica como totalmente renovable se computa solo para consumos energéticos no pertinentes, esa planta aún podría certificar el 100% de su producto como RFNBO. Siempre y cuando la intensidad de emisiones no supere los 28.2 gCO₂/MJ.

5.3.5 Consideraciones para la cuantificación de la intensidad de emisiones

Un mismo combustible, dos etiquetas: RFNBO, no RFNBO y casos de coprocesamiento

Si el producto es una mezcla de RFNBO con biocombustibles u otros combustibles que no califican como RFNBO, (por ejemplo, en el caso donde no toda la producción puede considerarse como

RFNBO debido al criterio explicado en la sección anterior sobre energía pertinente) la intensidad de emisiones será la misma para todo el producto que se produjo en ese lote. Es decir, se debe considerar todas las emisiones que incluye la ecuación, vinculadas a ese lote de producción completo, y dividirlas por la producción total. Así, se puede obtener dos productos con distinto valor comercial (RFNBO y un producto bajo en carbono que no califica como RFNBO), y ambos tienen la misma intensidad de emisiones, la cual deberá estar por debajo de los 28.2 gCO₂/MJ.

La excepción a esta norma es el caso del **coprocesamiento** en el que los RNFBOS solo sustituyen parcialmente a un insumo convencional en el proceso.

En esa situación, se distinguirá en el cálculo de la intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero, proporcionalmente al valor energético de los insumos, entre:

- la parte del proceso que se basa en el insumo convencional, y
- la parte del proceso que se basa en carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico y combustibles de carbono reciclado, suponiendo que las partes del proceso sean, por lo demás, idénticas.

Un caso de ejemplo de esto puede ser el reemplazo parcial de una alimentación de hidrógeno gris a una unidad de Haber-Bosch por hidrógeno renovable. Allí se puede distinguir el lote productivo en dos productos comerciales con distintas intensidad de emisiones: Amoníaco renovable (RFNBO) y amoníaco gris o convencional.

Producción de más de un producto:

Cuando la planta de RFNBO tenga coproductos que se exporten de la planta con un valor comercial, entre los que se pueden encontrar compuestos químicos con valor energético, compuestos químicos sin valor energético, energía en forma de calor, electricidad, se deberá asignar las emisiones siguiendo los siguientes criterios:

- Se deben incluir en el análisis todas las emisiones del proceso de coproducción y aguas arriba del mismo (insumos, procesos, transporte, etc.).
- Si hay procesos que tratan solo a un coproducto, las emisiones asociadas a dicho proceso deben ser consideradas únicamente para ese producto en específico
- Cuando el proceso permita cambiar la proporción de los coproductos fabricados, la asignación se realizará sobre la base de la causalidad física, determinando el efecto que tiene sobre las emisiones del proceso aumentar la producción de un solo coproducto mientras se mantienen constantes los demás productos finales. Esto puede aplicar, por ejemplo, a la producción de eSAF por Fisher-Tropsch, donde se puede ajustar el rendimiento de eSAF respecto otros productos sintéticos, pero este ajuste puede representar un aumento de las emisiones totales, dicho aumento se le debe asignar al extra de rendimiento de eSAF, no distribuirlo uniformemente a todos los coproductos.
- Cuando la proporción de los productos sea fija y todos los coproductos sean combustibles, electricidad o calor, la asignación se realizará en función del

contenido energético. Si la asignación se refiere al calor exportado sobre la base del contenido energético, solo podrá considerarse la porción útil del calor, tal como se define en el anexo V, parte C, punto 16, de la Directiva (UE) 2018/2001;

- cuando la proporción de los productos sea fija y algunos coproductos sean materiales sin contenido energético, la asignación se realizará en función del valor económico de los coproductos. El valor económico considerado será la media del valor de salida de fábrica de los productos durante los tres últimos años. Si no se dispone de esos datos, el valor se estimará a partir de los precios de las materias primas menos el coste de transporte y almacenamiento.

Ejemplos de coproductos para RFNBOs puede ser oxígeno de electrólisis, calor excedente de procesos o, en el caso de producción de eSAF se pueden producir otros coproductos sintéticos como gas sintético, diesel sintético o fuel oil sintético.

Para que se le pueda asignar una parte de las emisiones, estos coproductos deben tener un valor económicos, no puede asignarse emisiones, por ejemplo, al oxígeno que se vende o al calor de procesos que se remueve con agua de enfriamiento.

5.3.6 Importancia de las Emisiones de la energía eléctrica

En la ecuación anterior se evidenció que es necesario realizar un profundo análisis de intensidad de emisiones de la cadena productiva del RFNBO hasta su consumo. Sin embargo, hay una componente en particular que tiene una relevancia mayor debido al proceso productivo de estos combustibles: las emisiones asociadas a la energía eléctrica, estas emisiones deben sumarse en el término de “emisiones de insumos”.

La energía eléctrica utilizada en la electrólisis aporta el mayor porcentaje de la energía química contenida en el RFNBO, y si bien el proceso de electrólisis a partir de fuentes renovables es un proceso con casi nulas emisiones, si la electrólisis es alimentada con energía eléctrica generada con combustibles fósiles, las emisiones pueden ser muy altas, mayores que los métodos convencionales de producción de hidrógeno a partir de reformado de gas natural.

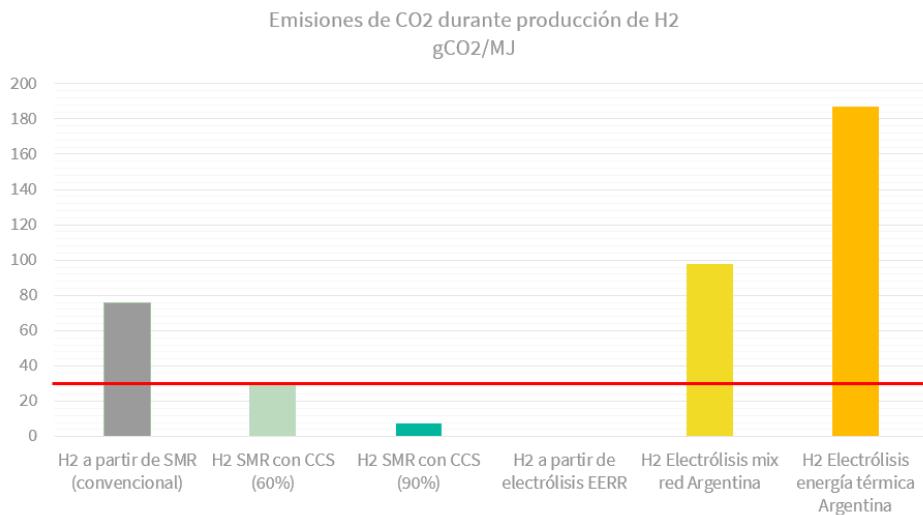


Figura 3 - Emisiones asociadas a la producción de H₂ por diferentes vías tecnológicas.

El potencial efecto negativo de utilizar electricidad generada con fuentes fósiles puede ser muy grande y anula el objetivo principal de los RFNBOs que es reducir emisiones de GEI.

El Acto Delegado revisado anteriormente, que establece la metodología para cuantificar la intensidad de emisiones del combustible, determina que la energía eléctrica consumida debe clasificarse en dos categorías para la cuantificación de emisiones:

- Energía eléctrica “Totalmente Renovable”
- Energía eléctrica que no es “Totalmente Renovable”

La normativa establece que se le asigna emisiones nulas a la energía eléctrica que puede considerarse (y demostrarse) como “totalmente renovable”.

La Comisión Europea dedicó un acto delegado específicamente para establecer los criterios y las reglas de cuándo la energía puede considerarse como “Totalmente Renovable”, que es explicado más adelante.

Por otro lado, la normativa no prohíbe la utilización de energía eléctrica no renovable, pero exige considerar sus emisiones. En la práctica, estas emisiones dependen del mix de la red eléctrica de donde se extrae, si la intensidad de emisiones es la de generación térmica de origen fósil, ya con un pequeño porcentaje de utilización de electricidad de este tipo, se alcanza el umbral establecido de 28.2 gCO₂/MJ.

La normativa establece tres alternativas para asignarle intensidad de emisiones a la energía eléctrica que no califica como totalmente renovable:

- Cálculo anual según “Parte C”
- Método de “full load hours”
- Intensidad de emisiones máquina marginal según Coordinador Eléctrico

Alternativa A

La alternativa A, cita una metodología que se detalla en la parte C del anexo del acto delegado.

En dicha metodología se debe cuantificar las emisiones de toda la oferta eléctrica de la zona de oferta (o país) y para ello se debe contar con datos de consumo de combustibles y de generación eléctrica por tecnología.

Se deben cuantificar los siguientes tipo de emisiones:

- Emisiones de CO₂ durante la combustión en la central
- Emisiones de otros GEI durante la combustión y expresarlos en términos de CO₂ equivalente
- Emisiones de CO₂ desde la fuente del combustible (emisiones del “upstream”)

La misma sección aporta tablas de todos los factores de emisión a considerar.

Se aclara que también deben considerarse las emisiones desde la fuente de combustible para el caso de energía nuclear (si bien no hay emisiones durante el uso, hay emisiones durante la extracción y procesamiento).

Alternativa B

El método de “full load hours”, implica asignar emisiones comparando el factor de carga de la planta de RFNBO (expresado en horas a carga plena), con el número de horas al año en las que la generación renovable o nuclear establece el precio marginal de la energía de la red. Si la carga de la planta es menor a las horas en las que el precio de la energía de la red está establecido por energía “ limpia”, se asignan 0 gCO₂/MJ, si es mayor se asignan 183 gCO₂/MJ.

Si se usa este método simplificado, se debe utilizar el mismo criterio para establecer emisiones a toda la energía consumida, no importa se la energía fuera considerada como Totalmente Renovable, (en este caso no sería válido el criterio del punto 5 del anexo A, la energía totalmente renovable no se le asigna de manera predeterminada cero emisiones, sino que se juzga toda la energía con este método de 0 o 183 gCO₂/MJ).

Alternativa C

En caso de que el coordinador eléctrico publique la intensidad de emisiones de la máquina marginal (la última máquina de generación en entrar por costo marginal) en el momento en el que se produce el RFNBO, se puede tomar ese valor como intensidad de emisiones de la energía de la red que se consume hora a hora y que no es totalmente renovable.

Para el análisis del caso en Argentina, se analizará la implementación de la alternativa A.

5.3.7 Energía eléctrica “totalmente renovable” – Acto delegado 2023/1184

Se mencionó en la sección anterior que, en el caso de la energía eléctrica pueda computarse y certificarse como “totalmente renovable”, las emisiones asignadas serán 0 gCO₂/MJ para dicha energía.

El acto delegado 2023/1184 define los criterios bajos los cuales se pueden considerar a la energía como *totalmente renovable*. Clasifica la explicación en dos tipo de casos:



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag



Implemented by



- i. Energía obtenida a partir de instalaciones de generación renovable conectadas de manera directa (artículo 3), lo identificaremos como “**conexión directa**”;
- ii. Energía extraída de la red eléctrica (artículo 4), lo identificamos como “**energía de la red**”

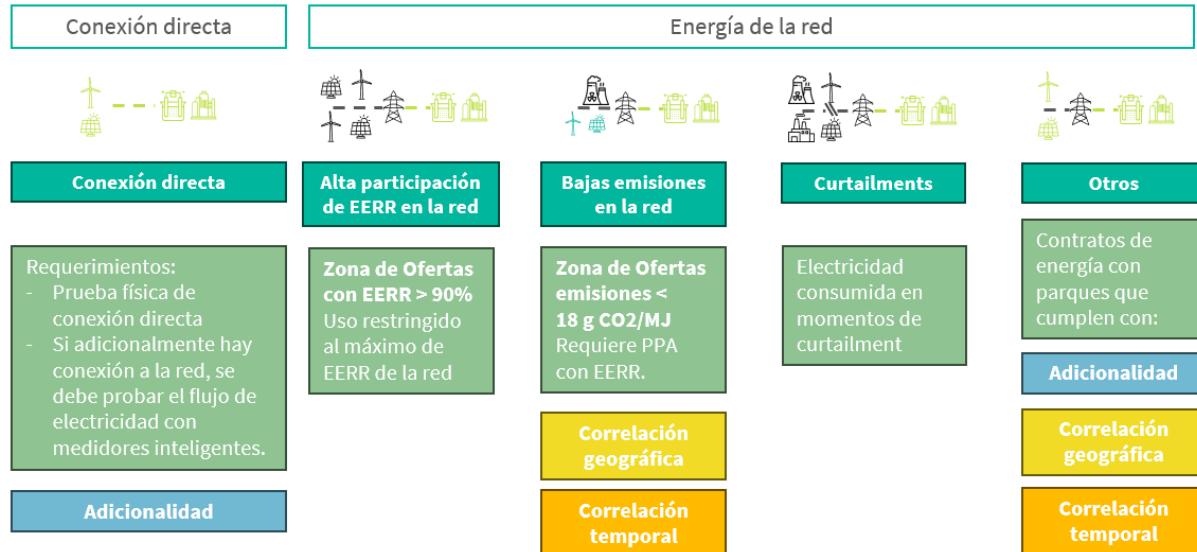


Figura 4 - Alternativas de suministro de electricidad “totalmente renovable” de acuerdo con el acto delegado 2023/1184

5.3.7.1 Energía totalmente renovable en casos de CONEXIÓN DIRECTA

Para comprobar que la electricidad obtenida a partir de una conexión directa con un parque de generación de energía renovable es *totalmente renovable*, el productor de RFNBO deberá aportar pruebas de lo siguiente:

- A. Demostrar que existe una conexión directa entre las instalaciones de generación y la planta de producción de RFNBOs.
- B. El parque de generación renovable entró en operación no más de 36 meses antes del inicio de operación de la planta de producción de RFNBOs
- C. El parque de generación renovable no tenga conexión a la red, o si la tiene, que tenga un medidor inteligente que sirva para fiscalizar los flujos de energía y comprobar que no se ha utilizado energía de la red para la producción de RFNBOs.

5.3.7.2 Energía totalmente renovable en casos de ENERGÍA DE LA RED

Para comprobar que la electricidad extraída de la red eléctrica puede ser contabilizada como *totalmente renovable*, el productor de RFNBOs tiene cuatro alternativas.

1- Red eléctrica con alto porcentaje de renovables

La electricidad se podrá contabilizar como *totalmente renovable* si la planta de producción de RFNBOs se encuentra ubicada en una **zona de ofertas** donde la proporción de generación renovable superó el 90% el año natural anterior. En tal caso, el factor de uso de la planta de RFNBO

no puede ser mayor a la proporción de energías renovables de la zona ofertas. Si se verifica que durante un año la cuota de electricidad renovable supera el 90%, se seguirá considerando superior al 90% durante los 5 años naturales siguientes.

Red eléctrica con muy baja huella de carbono

Si no se cumple el punto 1, en el caso de que la planta de producción de RFNBO se encuentre en una **zona de ofertas** cuya intensidad de emisiones de electricidad es menor a 18 gCO₂/MJ. Siempre y cuando además se cumpla con lo siguiente:

- D. La planta de producción tiene un PPA con generadores renovables por al menos el total de la energía que se desea certificar por este criterio
- E. Se cumple con la **correlación temporal y correlación geográfica** que se explicará en la siguiente sección. En este caso, no es necesario probar criterio de adicionalidad.

2- Electricidad tomada de la red para evitar curtailments²

Se puede contar como *totalmente renovable* la electricidad tomada de la red por un producto de RFNBOs si se demuestra que la inyección de electricidad renovable a la red eléctrica han sido redespachadas, y que el consumo de electricidad de la planta de RFNBO redujo la necesidad de redespacho de energía renovable.

3- Red eléctrica con contrato con generación renovables, adicionalidad correlación geográfica y temporal

Si ninguno de los tres casos anteriores aplica, el productor de RFNBO podrá considerar como *totalmente renovable* la electricidad tomada de la red, si ésta cumple con los criterios de:

- **ADICIONALIDAD**
- **CORRELACIÓN GEOGRÁFICA**
- **CORRELACIÓN TEMPORAL.**

Criterio de Adicionalidad

El criterio de adicionalidad se puede cumplir tanto con generación de energía renovable dentro de las instalaciones productivas de RFNBOs, como con contratación de energía eléctrica renovable a

² Reducción forzada de la generación eléctrica disponible (por ejemplo, de parques eólicos o solares) por limitaciones de la red, congestión, restricciones operativas o falta de demanda, aun cuando las unidades podrían seguir produciendo energía desde el punto de vista técnico y del recurso

través de la red con operadores económico. En ambos casos la energía generada por dichas instalaciones tiene que ser igual o mayor a la energía eléctrica consumida por la planta de RFNBO que se certificará como renovable bajo este criterio. Para cumplir con el criterio de adicionalidad, se deben cumplir las siguientes dos condiciones:

- 1) La instalación de generación renovable entró en funcionamiento no más de 36 meses antes que la planta de producción de RFNBOs.
- 2) La instalación que genera electricidad renovable no ha recibido apoyo en forma de ayuda en la operación de la planta o ayuda a la inversión.

Estas condiciones no se aplicarán hasta el 1 de enero de 2038 a las instalaciones que produzcan RFNBO que entren en funcionamiento antes del 1 de enero de 2028. Esta exención no se aplicará a la capacidad añadida después del 1 de enero de 2028 para la producción de RFNBO.

Criterio de correlación temporal

La correlación temporal indica que para que la energía eléctrica consumida por la planta de producción de RFNBO pueda ser contabilizada como *totalmente renovable* bajo los casos 2 y 4 descriptos en 5.3.7.2 (mediante PPA con instalación de generación renovable conectado a la red), la energía eléctrica debe estar siendo generada e inyectada a la red por la instalación con la que se tiene contrato de energía en el periodo que está siendo consumida.

El periodo para realizar este balance energético entre generación y demanda será horario a partir del 1 enero de 2030. Previo a esa fecha, el balance energético puede ser mensual.

La correlación temporal acepta la posibilidad de almacenamiento intermedio de energía eléctrica, siempre que sea nuevo. Pero en tal caso, debe demostrarse la correlación temporal de la carga del almacenamiento de baterías, y la correlación horaria entre la entrega de energía eléctrica del sistema de almacenamiento y la planta de RFNBO. El sistema de almacenamiento de baterías puede situarse en las facilidades de generación renovable o en las facilidades de producción de RFNBO.

Criterio de correlación geográfica

Se considerará que se cumple con la correlación geográfica indicada para contar la electricidad como totalmente renovable bajo los casos 2 y 4 descriptos en 5.3.7.2 (mediante PPA con instalación de generación renovable conectado a la red), cuando:

- la instalación que genera electricidad renovable con arreglo al contrato de compra de energía renovable está situada, o estaba situada en el momento de su entrada en funcionamiento, en la misma **zona de ofertas** que el electrolizador;
- la instalación que genera electricidad renovable está situada en una **zona de ofertas** interconectada y los precios de la electricidad durante el período pertinente en el mercado diario en la zona de ofertas interconectada son iguales o superiores a los de la zona de ofertas en la que se produce el carburante líquido y gaseoso renovable de origen no biológico;

- la instalación que genera electricidad renovable con arreglo al contrato de compra de electricidad renovable está situada en una zona de ofertas marina interconectada con la zona de ofertas en la que está ubicado el electrolizador

Como se observa, la correlación geográfica de la normativa utiliza el concepto de **zona de ofertas**, que es una definición bien clara que cumple un rol fundamental en el mercado eléctrico de la Unión Europea y el sistema de transmisión interconectado.

5.3.8 Definición de Zona de Ofertas en Europa e Interpretación de Zona de Oferta para otros países

5.3.8.1 Uso del concepto “Zona de Ofertas” para RFNBO: RED II, Acto delegado y Q&A

Como se indicó en la sección anterior, las **zonas de ofertas** del mercado eléctrico de la Unión Europea cumplen un rol determinante en los criterios de certificación de RFNBO. Se utilizan para definir los criterios de electricidad totalmente renovable en los casos 1 y 2 de la sección 5.3.7.2, y para el criterio de correlación geográfica.

Para enmarcar mejor la intención de la Comisión Europea detrás del uso de zonas de ofertas en la regulación para certificar RFNBOs, es válido resaltar algunas cuestiones descriptas en la normativa RED II, anteriores a los actos delegados. En tal documento se indica lo siguiente:

“La Comisión debe desarrollar, mediante actos delegados, una metodología de la Unión fiable que sea de aplicación cuando dicha electricidad se obtenga de la red. Dicha metodología debe garantizar que exista una correlación temporal y geográfica entre la unidad de producción de electricidad con la que el productor tiene un contrato bilateral de compra de electricidad procedente de fuentes renovables, y la producción de combustible. Por ejemplo, los combustibles renovables de origen no biológico no pueden considerarse completamente renovables si se producen en el momento en que la unidad de generación de energías renovables contratada no está generando electricidad. Otro ejemplo sería el caso de la congestión de la red eléctrica, en el que los combustibles solo pueden considerarse completamente renovables cuando la generación de electricidad y las instalaciones de producción de combustible se sitúan en el mismo lado de la congestión. Asimismo, debe haber un elemento de adicionalidad, en el sentido de que el productor de combustible contribuye a la utilización o a la financiación de las energías renovables”.

De ahí se comprende que RED II hace foco a evitar que la introducción de plantas de RFNBO no debe contribuir a la congestión de la red de transmisión eléctrica.

Acto delegado 2023/1184

En el acto delegado sobre las definiciones de energía totalmente renovable para producción de RFNBOs, se indica lo siguiente:

Las zonas de ofertas están diseñadas para evitar la congestión de la red dentro de la zona. Con el fin de garantizar que no haya congestión de la red eléctrica entre el electrolizador que produce hidrógeno renovable y la instalación que genera electricidad renovable, procede exigir que ambas instalaciones estén ubicadas en la misma zona de ofertas. Cuando se sitúen en zonas de ofertas interconectadas, el precio de la electricidad en la zona de ofertas en la que esté ubicada la

instalación que genera electricidad renovable debe ser igual o superior al de la zona de ofertas en la que se produce el carburante renovable líquido y gaseoso de origen no biológico, de modo que contribuya a reducir la congestión; o la instalación que genera electricidad renovable con arreglo al contrato de compra de electricidad debe estar situada en una zona de ofertas marina interconectada con la zona de ofertas en la que está ubicado el electrolizador.

En el apartado anterior, la Comisión Europea primero resalta que las zonas de ofertas no tienen congestión eléctrica (estructural) y luego da a entender, que el uso del concepto de zona de ofertas como criterio para los RFNBOs es para garantizar que no haya congestión entre electrolizador y la facilidad de energías renovables.

Por último, el documento “Questions and answers – Implementation of hydrogen delegated acts” (Comisión Europea, 2023), publicado después de la publicación de los actos delegados para certificación de RFNBOs. agrega, entre otras cuestiones, algunas aclaraciones para posibles interpretaciones del concepto de correlación geográfica y el equivalente a las zonas de ofertas de la Unión Europea.

Indica que la interpretación de zonas de ofertas podría trasladarse a un país fuera de la UE basándose en los objetivos de la reglamentación de la UE y en conceptos similares del país en cuestión. Estos conceptos similares de clasificación pueden ser similitudes del mercado eléctrico, características físicas de la red eléctrica, el nivel de interconexión o, en última instancia, el país en su totalidad.

En este documento que, a diferencia de los actos delegados, resulta no vinculante, se indica que se debería seguir el siguiente enfoque:

- Si hay reglas que establecen precios horarios de electricidad en un área determinada, debería considerarse esa área como equivalente a una zona de ofertas
- Si no existiesen reglas que establecen precios horarios de electricidad, los certificadores deben evaluar si hay una red integrada o varias redes separadas. Si hay varias redes separadas cada red podría considerarse como una zona de oferta.
- Por último, si la red eléctrica del país está totalmente integrada y no hay precios de electricidad diferenciados geográficamente, todo el país puede considerarse como una única zona de ofertas.

La interpretación de zonas de ofertas en un país que tiene un diseño de mercado eléctrico similar al de la UE, con ordenamiento de despacho por regiones, dentro de las cuales no hay congestión estructural, y hay precios horarios unificados para cada región, será simple. Sin embargo, en los países donde el diseño del mercado eléctrico difiere conceptualmente del mercado eléctrico europeo, la interpretación deberá realizarse con un mayor análisis, con soporte de los esquemas de certificación y la Comisión Europea, si fuese necesario.

6 Aplicación de criterios para certificación de RFNBO en Argentina

En las secciones anteriores se han presentado y descripto los criterios de certificación de RFNBO que requiere la normativa de la Unión Europea.

A continuación, se analiza cómo estos criterios podrían aplicarse en proyectos de producción de RFNBO ubicados en Argentina.

6.1 Equivalencia para “zona de ofertas” en Argentina

Primero se debe mencionar que no existen las “zonas de ofertas” eléctricas en Argentina. Al tratarse de mercados regulados de maneras totalmente distintas, la definición europea no puede trasladarse a Argentina de manera lineal. La única opción es interpretar la regulación establecida en la Directiva de Energía Renovable y en los actos delegados, y proponer una equivalencia de delimitación de áreas para Argentina.

En el Anexo: *Zonas de ofertas de la UE vs mercado eléctrico argentino* se presenta una explicación técnica de la definición de zonas de oferta del mercado eléctrico de la Unión Europea junto con una descripción simplificada del sistema eléctrico de Argentina, para marcar cuestiones relevantes que afectarán la interpretación del concepto de zona de ofertas para proyectos ubicados en Argentina.

A priori, para Argentina se identifican dos vías para trasladar el uso del concepto de zonas de ofertas de la UE en los actos delegados para certificar RFNBOs:

- 1. Argentina como una única zona de ofertas**
- 2. Establecer varias zonas de ofertas en Argentina**

El acto delegado 2023/1184 no establece reglas específicas para la interpretación del concepto de zonas de ofertas para otros países fuera de la UE, lo cual tiene sentido porque el abanico de casos fuera de la UE es muy amplio y diverso como para poder escribir una regulación que pueda aplicarse de manera directa en todo el mundo. A pesar de no ser muy específico, el acto delegado indica:

Cuando se haga referencia a las zonas de ofertas y al período de liquidación de los desvíos, conceptos existentes en la Unión, pero no en todos los demás países, conviene permitir que los productores de carburante de terceros países se basen en conceptos equivalentes, siempre que se mantenga el objetivo del presente Reglamento y la disposición se ejecute sobre la base del concepto más parecido que exista en el tercer país de que se trate. En el caso de las zonas de ofertas, este concepto podría corresponder a regulaciones del mercado similares, las características físicas de la red eléctrica, en particular el nivel de interconexión o, como último recurso, el país.

6.1.1 Argentina como una única zona de ofertas

En los actos delegados se indica que es posible poder considerar al país como una única zona de ofertas solo como último recurso. Pero indica que antes hay que analizar, primero si existen reglas

de mercado eléctrico similares a la de la UE, y, además, considerar también las características físicas de la red.

Adicionalmente, en el documento preguntas y respuestas sobre RFNBO al que se hace referencia que actúa como una guía no vinculante de referencia para la implementación de los criterios para certificación de RFNBOs, se dedica una sección del documento para el análisis de “zona de ofertas” para países fuera de la UE.

Allí, como se mencionó anteriormente, indican:

- Si existen reglas que establecen precios horarios de energía para un área determinada, dicha área debería ser considerada una zona de ofertas.
- Luego, indica que un país se puede considerar como una zona de ofertas si cumple con dos condiciones: está interconectado y no hay diferenciación de precio de energía de manera geográfica.

Razones que justifican considerar a todo el territorio continental de Argentina como una única zona de ofertas:

- Existen reglas que establecen precios horarios de energía para todo el territorio nacional. Esto se justifica porque el ordenamiento de despacho económico se realiza con todas las centrales eléctricas del país por costo marginal, el ordenamiento no está segregado por áreas.
- El país se encuentra prácticamente totalmente interconectado, 22 de las 23 provincias están interconectadas. La única provincia que aún no está conectada al sistema de transporte eléctrico es Tierra del Fuego, por lo que, en caso de ir por esta vía de interpretación debería aclararse que dicha provincia en principio no se encontraría dentro de lo que se consideraría el equivalente a la zona de ofertas de Argentina “continental”.

Razones que desafían el considerar a todo el país como una única zona de ofertas:

- Si bien hay una regla uniforme para establecer precios horarios para todo el país, y el ordenamiento económico para el despacho eléctrico se realiza con todas las centrales del país, no se puede decir que no haya diferenciación de precios de energía de manera geográfica, ya que Argentina tiene un sistema de precios de energía nodales, que parten de un precio de energía en un nodo de referencia, pero que se afectan con factores nodales que introducen características estructurales de congestión y transporte, para afectar al precio por nodo.
- Aún más relevante, tanto la normativa RED II, como el acto delegado 2023/1184, indican explícitamente que no debe haber congestión entre la instalación de generación de electricidad renovable y la planta de producción RFNBO. Si se considerara a todo el territorio argentino como el equivalente a una única zona de ofertas europea, un proyecto podría producir RFNBO en Buenos Aires y considerar como fuentes viables de energía renovable a centrales ubicadas en la región de Cuyo y/o en Patagonia, a más de mil

kilómetros de distancia de la planta de RFNBO, y conectadas por corredores eléctricos de alta tensión que se saben que actualmente están congestionados ya.

6.1.2 Argentina dividida en varias “zonas de ofertas”

En contraposición a lo expuesto en la alternativa anterior, si se interpreta que el objetivo principal de la Comisión Europea a la hora de introducir el concepto de “zonas de ofertas” para correlación geográfica, es evitar que los proyectos de producción de RFNBO afecten negativamente la operación eficiente de la red de transporte eléctrico de la UE, es necesario hacer un análisis más transparente de la convivencia de la red eléctrica Argentina con los potenciales proyectos de RFNBO conectados a la red.

Razones que justifican subdividir a Argentina en el equivalente a varias “zonas de ofertas”

- Para poder cumplir con el objetivo indicado en RED II y el DA 2023/1184 de evitar que haya congestión estructural importante entremedio de la generación renovable y de la producción de RFNBO.
- Considerar una subdivisión de áreas, no solo persigue el espíritu de la redacción de los actos delegados y la correlación geográfica considerados por la Comisión Europea, sino que también evita que haya un uso ineficiente de la red de transporte Argentina. Si el país fuese una única zona de ofertas, los proyectos de RFNBO competirían directamente con otros consumos de electricidad, como soluciones de electrificación directa de usos, por la capacidad de transporte de líneas de alta tensión que ya se encuentran saturadas. Y a los fines de reducción de emisiones, resulta mucho más eficiente utilizar la red eléctrica para electrificar usos que para producir RFNBO.
- En un análisis en un nivel más enfocado en el orden territorial, federal y de gestión de recursos, y no en términos técnicos del uso de la red; subdividir el país, fomentaría la industrialización de regiones que actualmente cuentan con menores niveles de desarrollo económico y menos alternativas productivas. La descentralización de las plantas industriales asociadas a la producción de RFNBOs promueve la creación de trabajo de calidad y desarrollo industrial en las regiones de donde se obtiene el recurso de energía renovable, instalaciones que de por sí solas, generalmente no generan un impacto positivo relevante en los sitios donde se ubican.

Razones que desafían considerar subdividir a Argentina en el equivalente a varias “zonas de ofertas”

- A pesar de que haya una regionalización en la interpretación y monitoreo de datos de generación y demanda eléctrica por parte del coordinador eléctrico argentino (CAMESSA), no se prevé que haya un cambio radical en el mercado eléctrico que introduzca precios de energía zonificados similares a las zonas de ofertas europeas, el ordenamiento de despacho económico seguirá siendo centralizado, con todas las centrales eléctricas del país.

- La interpretación más literal de la guía indicada en el anexo del documento de Q&A habla de mismas reglas de precio horario, y las reglas son a nivel nacional, no regional.

En caso de que se pueda profundizar y analizar la subdivisión del país en el equivalente a varias “zonas de ofertas” para la aplicación de los criterios europeos, una propuesta podría ser utilizar las regiones eléctricas que utiliza CAMMESA y el mercado eléctrico, y delimitar cada región eléctrica como equivalente a una “zona de ofertas” de la UE. Así, se podría considerar al país dividido en 9 “zonas de ofertas”:

Tabla 1 - Delimitaciones de las regiones eléctricas del sistema eléctrico Argentino

REGIÓN ELÉCTRICA	PROVINCIAS
Buenos Aires	Provincia de Buenos Aires
Centro	Córdoba y San Luis
Comahue	Neuquén, Río Negro y La Pampa
Cuyo	Mendoza y San Juan
Gran Buenos Aires	Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Gran Buenos Aires
Litoral	Santa Fe y Entre Ríos
Noreste	Corrientes, Misiones, Chaco y Formosa
Noroeste	Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca y Santiago del Estero
Patagonia	Santa Cruz y Chubut

Estrictamente hablando esta división no garantizaría la no congestión eléctrica dentro de una misma región eléctrica, pero sí es cierto que reduciría la carga o utilización de las líneas de alta tensión que interconectan las regiones.

Por otro lado, esta subdivisión tiene sentido cuando se analiza la forma en que CAMMESA ha gestionado históricamente la información del sistema eléctrico. Ya que CAMMESA formalmente registra y publica todos sus datos de generación, demanda y transporte, segregados en base a esta clasificación regional. Por lo que podría aplicarse de manera simple, transparente y oficial, una delimitación de áreas utilizando estas regiones. Esto permite conocer generación histórica por tipo de fuente, con granularidad hasta 15-minutal si se requiriera, demanda de cada región, capacidad de transporte interregional, emisiones de la generación de cada región, etc.

6.1.3 Resolución de interpretación de “zona de ofertas” para Argentina

La interpretación oficial de la aplicación de los criterios de certificación de RFNBO (dentro de lo que se encuentran estos puntos de correlación geográfica y el equivalente a zona de ofertas para Argentina) es potestad, en primera instancia, de los esquemas de certificación aprobados por la

Comisión Europea para certificación de RFNBO, y en segunda instancia, si fuese necesario, de la Comisión Europea directamente.

En cuestiones más simples es posible que los esquemas de certificación ya tengan clarificado el camino a tomar para definir la aplicabilidad de los criterios definidos en los actos delegados de RFNBO. Sin embargo, en algunos asuntos clave y sensibles, con alto potencial impacto, tanto para los proyectos de RFNBO como para el país donde se localizarán, hay antecedentes de intervención técnica de la Comisión Europea para pronunciarse sobre algún planteamiento de interpretación.

Si bien la definición no está en manos de actores locales, como puede ser un desarrollador de proyectos, operador económico, incluso coordinador eléctrico o área gubernamental involucrada, las voces de estos actores son clave para interpretar el posible impacto de la aplicación de la regulación en los países fuera de la UE.

Particularmente, la visión del coordinador eléctrico (CAMMESA, en el caso de Argentina) y la Secretaría de Energía de la Nación, puede tener un peso importante a la hora de analizar algunos puntos, especialmente donde está en juego la vinculación entre el mercado eléctrico nacional y la producción de RFNBOs.

Mientras no se cuente con una determinación oficial de la interpretación de correlación geográfica y zona de ofertas, vale la pena considerar ambos escenarios para el análisis que continúa en las siguientes secciones.

A. Escenario A: Argentina una única zona de ofertas

B. Escenario B: Argentina subdividida en varias “zonas de ofertas”

El lector deberá entender que por el momento ambos escenarios son posibles y deberá gestionar esta incertidumbre en sus proyectos hasta el momento que se tenga una resolución formal.

6.2 Electricidad totalmente renovable a través de la red

A continuación, se analizará la aplicación de los casos en los que se puede considerar la electricidad tomada de la red como totalmente renovable, específicamente para proyectos instalados en Argentina. Para el análisis, se considerarán los dos escenarios de interpretación de concepto de correlación geográfica y zonas de ofertas, mencionadas anteriormente.

6.2.1 Electricidad totalmente renovable - Caso de red > 90% de ER

El caso 1 explicado en la sección 5.3.7.2 indica que la electricidad tomada de la red en una zona de ofertas puede ser considerada como *totalmente renovable* si la fracción de la generación de energía renovable en un año calendario es mayor al 90%.

El coordinador del sistema eléctrico argentino, CAMMESA, publica periódicamente datos vinculados a la operación del sistema. A continuación, se muestra la generación de energía eléctrica conectada a la red para el año 2023 y 2024, clasificadas por provincia, región y tecnología de generación.



Supported by:



on the basis of a decision
by the German Bundestag

Implemented by



Tabla 2 - Generación eléctrica 2024 (GWh). Fuente: CAMMESA

Región/Provincia	Total Nuclear	BIOG	BIOM	EOL	HI<50	HI>50	SOL	Total Renovable	CC	DI	TG	TV	Total Térmica	Total
BUENOS AIRES	6167	60	0	6304	0	0	0	6363	7701	219	1703	976	10599	23130
BUENOS AIRES	6167	60	0	6304	0	0	0	6363	7701	219	1703	976	10599	23130
CENTRO	4282	149	70	1040	220	552	264	2294	2901	4	332	0	3238	9814
CORDOBA	4282	101	70	667	220	552	45	1654	2901	4	332	0	3238	9174
SAN LUIS	0	48	0	373	0	0	219	640	0	0	0	0	0	640
COMAHUE	0	14	0	940	174	11457	14	12598	9585	197	2047	0	11829	24427
LA PAMPA	0	14	0	169	45	267	12	507	0	6	0	0	6	512
NEUQUEN	0	0	0	348	0	11190	1	11540	8400	126	2047	0	10573	22113
RIO NEGRO	0	0	0	423	129	0	0	552	1185	65	0	0	1250	1801
CUYO	0	0	0	0	553	2531	1410	4495	2961	101	246	216	3524	8019
MENDOZA	0	0	0	0	323	2256	38	2617	2961	101	193	216	3470	6087
SAN JUAN	0	0	0	0	230	276	1372	1878	0	0	54	0	54	1931
GRAN BS.AS.	0	201	0	0	0	0	0	201	26258	229	430	2288	29205	29406
BUENOS AIRES	0	201	0	0	0	0	0	201	26258	229	430	2288	29205	29406
LITORAL	0	78	0	0	0	5346	0	5424	8459	205	96	4	8764	14188
ENTRE RIOS	0	0	0	0	0	5346	0	5346	0	5	0	0	5	5351
SANTA FE	0	78	0	0	0	0	0	78	8459	200	96	4	8759	8837
NORESTE	0	0	579	0	0	10965	77	11621	0	118	0	0	118	11739
CHACO	0	0	73	0	0	0	77	150	0	33	0	0	33	182
CORRIENTES	0	0	354	0	0	10965	0	11318	0	12	0	0	12	11331
FORMOSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	0	0	35	35
MISIONES	0	0	153	0	0	0	0	153	0	38	0	0	38	191
NOROESTE	0	11	98	657	396	119	2176	3458	6650	270	499	148	7567	11025
CATAMARCA	0	0	0	0	0	164	164	0	45	0	0	45	209	
JIJUY	0	0	0	0	97	0	850	947	0	118	0	18	136	1084
LA RIOJA	0	0	0	650	0	0	364	1014	0	17	33	0	49	1063
SALTA	0	0	68	0	50	119	798	1035	2363	65	173	130	2731	3765
SGO.DEL ESTERO	0	0	0	7	109	0	0	116	0	25	29	0	55	171
TUCUMAN	0	11	30	0	140	0	0	181	4288	0	264	0	4552	4733
PATAGONICA	0	0	0	7224	168	2454	0	9847	334	131	79	0	545	10392
CHUBUT	0	0	0	5673	168	2454	0	8296	334	10	17	0	361	8657
SANTA CRUZ	0	0	0	1551	0	0	0	1551	0	121	62	0	183	1734
Total general	10449	512	747	16165	1512	33424	3941	56301	64851	1473	5433	3632	75388	142138



Supported by:

on the basis of a decision
by the German Bundestag

Implemented by:



Tabla 3 - Generación eléctrica 2023 (GWh). Fuente: CAMMESA.

Región/Provincia	Total Nuclear	BIOG	BIOM	EOL	HI<50	HI>50	SOL	Total Renovable	CC	DI	TG	TV	Total Térmica	Total
BUENOS AIRES	3293	34	0	5215	0	0	0	5249	8124	422	2968	3265	14779	23321
BUENOS AIRES	3293	34	0	5215	0	0	0	5249	8124	422	2968	3265	14779	23321
CENTRO	4176	130	84	535	189	715	156	1809	3222	12	379	0	3614	9599
CORDOBA	4176	90	84	535	189	715	0	1612	3222	12	379	0	3614	9402
SAN LUIS	0	40	0	0	0	0	156	197	0	0	0	0	0	197
COMAHUE	0	14	0	1019	131	7693	0	8857	9950	235	2664	0	12849	21706
LA PAMPA	0	14	0	173	15	84	0	286	0	7	0	0	7	292
NEUQUEN	0	0	0	377	0	7609	0	7986	8851	172	2664	0	11686	19672
RIO NEGRO	0	0	0	469	116	0	0	586	1099	57	0	0	1156	1742
CUYO	0	0	0	0	307	1223	833	2362	2843	60	123	150	3176	5538
MENDOZA	0	0	0	0	187	1164	27	1378	2843	60	90	150	3143	4521
SAN JUAN	0	0	0	0	119	59	806	984	0	0	33	0	33	1017
GRAN BS.AS.	0	156	0	0	0	0	0	156	22241	401	1453	3103	27200	27355
BUENOS AIRES	0	156	0	0	0	0	0	156	22241	401	1453	3103	27200	27355
LITORAL	0	76	0	0	0	3798	0	3874	9214	627	153	17	10011	13885
ENTRE RIOS	0	0	0	0	0	3798	0	3798	0	8	0	0	8	3806
SANTA FE	0	76	0	0	0	0	0	76	9214	619	153	17	10003	10079
NORESTE	0	0	589	0	0	14133	0	14721	0	160	2	0	161	14883
CHACO	0	0	60	0	0	0	0	60	0	42	0	0	42	102
CORRIENTES	0	0	394	0	0	14133	0	14526	0	13	0	0	13	14539
FORMOSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	0	0	30	30
MISIONES	0	0	135	0	0	0	0	135	0	75	2	0	77	211
NOROESTE	0	8	97	421	375	167	1939	3007	8479	291	281	146	9197	12205
CATAMARCA	0	0	0	0	0	0	158	158	0	48	0	0	48	206
JUJUY	0	0	0	0	99	0	828	927	0	120	0	12	132	1059
LA RIOJA	0	0	0	411	0	0	133	545	0	45	28	0	73	617
SALTA	0	0	69	0	46	167	820	1103	3495	60	91	134	3779	4882
SGO.DEL ESTERO	0	0	0	10	117	0	0	127	0	20	36	0	55	182
TUCUMAN	0	8	28	0	112	0	0	148	4984	0	127	0	5110	5259
PATAGONICA	0	0	0	6975	58	2458	0	9491	499	112	116	37	764	10255
CHUBUT	0	0	0	5411	58	2458	0	7927	499	12	15	0	526	8453
SANTA CRUZ	0	0	0	1565	0	0	0	1565	0	100	101	37	238	1803
Total general	7469	418	769	14164	1060	30186	2928	49527	64571	2321	8139	6719	81751	138747



Supported by:



Implemented by

on the basis of a decision
by the German Bundestag

6.2.1.1 Escenario A: Argentina como única zona de ofertas

Al analizar todo el país en su conjunto, en 2023 la energía generada a partir de fuentes renovables (esto incluye centrales hidroeléctricas grandes y pequeñas, parques solares, parques eólicos, y centrales de biomasa y biogás) fue 49,527 GWh, el total de energía generada fue de 138,747 GWh, representando **35.7%**. Durante 2024, la generación renovable fue de 56,301 GWh sobre 142,138 GWh totales, representando **39.6%**.

Con estos valores, claramente la red eléctrica entera de Argentina no califica para el criterio del 90%. Si la interpretación de zonas de ofertas es la del escenario A, no se puede certificar energía renovable tomada de la red bajo este caso.

6.2.1.2 Escenario B: Regiones eléctricas de Argentina equivalentes a zonas de oferta de la UE

Al analizar la generación de energía eléctrica en 2024 con los datos publicados por CAMMESA, se observa las siguientes participaciones por fuente de energía por región.

Tabla 4 - Participación de energías renovables en la generación eléctrica en 2024 clasificada por región eléctrica. Fuente: CAMMESA

Region	Nuclear	Renovable	Térmica
Buenos Aires	26,7%	27,5%	45,8%
Centro	43,6%	23,4%	33,0%
Comahue	0,0%	51,6%	48,4%
Cuyo	0,0%	56,1%	43,9%
Gran Bs.As.	0,0%	0,7%	99,3%
Litoral	0,0%	38,2%	61,8%
Noreste	0,0%	99,0%	1,0%
Noroeste	0,0%	31,4%	68,6%
Patagónica	0,0%	94,8%	5,2%
Total General	7,4%	39,6%	53,0%

De las nueve regiones eléctricas de Argentina, hay dos regiones que tienen muy alto porcentajes de generación renovable, región Noreste y región Patagónica. La región Noreste se caracteriza por la central hidroeléctrica binacional Yaciretá, que comparte con Paraguay. Yaciretá es una central de embalse con una potencia instalada de 3100 MW. La energía eléctrica se distribuye 50% para Paraguay y 50% para Argentina, sin embargo, debido a que existe un excedente respecto a la demanda del lado paraguayo, Argentina normalmente compra a Paraguay parte de la energía que le corresponde al país vecino. Como se vio anteriormente, la región de Noreste exporta casi la mitad de su energía hacia la región de Gran Buenos Aires y Centro.

La región Patagónica por su parte cuenta con una central hidroeléctrica de embalse importante (Futaleufú) ubicada en Chubut, que representa cerca del 30% de la generación renovable de la región; el 70% restante proviene de generación eólica. La región patagónica también es una región exportadora de energía a través del corredor Patagonia-Comahue-Buenos Aires.

El resto de las regiones tienen una menor participación de generación renovable, Comahue con las hidroeléctricas y Cuyo con energía solar son regiones con alto porcentaje de renovables, pero no alcanzan a factores del 90%.

En conclusión, si este resultara ser el escenario de definición regulatoria para la interpretación de Zonas de Ofertas, las regiones de Noreste y Patagónica calificarían como áreas donde la participación de renovables supera el 90%. La energía tomada de la red en estas regiones podría calificar como totalmente renovable bajo ese criterio.

6.2.2 Electricidad totalmente renovable - Caso de red con intensidad de emisiones < 18 gCO₂/MJ

El caso 2 explicado en la sección 5.3.7.2 indica que la electricidad tomada de la red en una zona de ofertas puede ser considerada como totalmente renovable si la intensidad de emisiones de la red es menor a 18 gCO₂/MJ.

En los datos publicados de manera periódica por CAMMESA se incluyen datos de emisiones de CO₂. Las emisiones se calculan en base al consumo de combustible por tipo, por central, y se publican con un desagregado diario. La metodología de cálculo de CAMMESA es similar a lo establecido en el acto delegado 2023/1185, parte C del Anexo, en base al combustible consumido y al factor de emisión de cada combustible. Sin embargo, los siguientes puntos no son considerados en la cuantificación de emisiones de CAMMESA y sí son requeridos por la normativa europea:

- Emisiones de CH₄ y N₂O durante la combustión estacionaria para la generación eléctrica
- Emisiones asociadas al suministro de dichos combustibles (emisiones del “upstream”)
- Emisiones asociadas al suministro de combustible en generación Nuclear
- Emisiones asociadas a centrales de biomasa (no emiten CO₂ neto, pero emiten CH₂ y N₂O).

El cambio en el valor de emisiones al considerar estas cuestiones aumenta aproximadamente un 20-25% las emisiones de la matriz eléctrica de Argentina. A continuación, se muestran valores de intensidad de emisiones con los datos de emisiones y metodología de cálculo indicadas por la Unión Europea. Las emisiones asociadas a la generación por biomasa se estimaron con rendimientos esperados para este tipo de tecnologías, sin embargo, el impacto de estas centrales es extremadamente bajo, por lo que cualquier distanciamiento entre los consumos supuestos y la realidad es despreciable en el resultado final.

Tabla 5 - Intensidad de emisiones de electricidad de la red eléctrica en 2024. Fuente: CAMMESA.

Región	Factor de emisión kgCO ₂ /MWh	Factor de emisión gCO ₂ /MJ
Buenos Aires	275	76
Centro	202	56
Comahue	287	80
Cuyo	238	66
Gran Bs.As.	526	146
Litoral	315	88
Noreste	11	3
Noroeste	350	97
Patagonica	35	10
Total general	292	81

6.2.2.1 Escenario A: Argentina como única zona de ofertas

La intensidad media de la electricidad de la red eléctrica en Argentina es 81 gCO₂/MJ, lo cual está por encima de los 18 gCO₂/MJ y la matriz en su total no podría entrar en el caso 2 de energía totalmente renovable.

6.2.2.2 Escenario B: Regiones eléctricas de Argentina equivalentes a zonas de oferta de la UE

Si el análisis se realiza en regiones eléctricas como “zonas de ofertas”, la región Patagónica y Noreste son las únicas con intensidad de emisión por debajo de los 18 gCO₂/MJ. Sin embargo, como se indicó anteriormente, estas regiones entrarían en el caso 1 para calificar como energía totalmente renovable, por lo que no importaría el análisis de intensidad de emisiones para esas dos regiones.

El resto de las regiones tienen intensidad de emisión bastante por encima del límite establecido.

6.2.3 Electricidad totalmente renovable - Caso de red con Curtailments

Este estudio no aborda en detalle la opción de acreditar electricidad como *totalmente renovable* en horas de curtailments conforme al DA 2023/1184, por tratarse de un supuesto hoy marginal en Argentina. A diferencia de mercados europeos con señales horarias claras (incluyendo precios muy bajos o negativos), en el mercado eléctrico mayorista argentino las condiciones que activan este caso no son aún frecuentes ni previsibles como para incorporarlas al diseño y financiamiento de proyectos de RFNBO. En la medida en que aumente la penetración renovable, se modernice la señal de precios y aparezcan vertimientos sistemáticos medibles a nivel horario, este mecanismo podría ganar relevancia y debería reevaluarse en futuros análisis.

6.2.4 Electricidad totalmente renovable - Caso de red con PPA + Adicionalidad + Temporalidad + Correlación geográfica

El caso 4 explicado en la sección 5.3.7.2 tiene la particularidad de que se puede aplicar más allá de las características de que tan renovable o limpia es la red eléctrica donde se instala la planta de producción de RFNBO. Se presenta como una posibilidad de utilizar la red eléctrica para conectar la instalación de generación renovable con la planta productiva. A continuación, se analizan los tres criterios requeridos: Adicionalidad, correlación temporal y correlación geográfica.

6.2.4.1 Adicionalidad

El criterio de adicionalidad requiere primero de la firma de un PPA con una planta de generación renovable nueva, que haya entrada en operación no más de 36 meses antes que la planta de producción de RFNBO. No se identifican inconvenientes para cumplir con este requisito, de hecho, es la forma en la que funciona el MATER (Mercado a Término de Energías Renovables).

Cláusula “No-Aid”

Adicionalmente, la normativa indica que el parque renovable con el que se firma el contrato de provisión de energía **no debe haber recibido apoyo en forma de ayuda de funcionamiento o ayuda a la inversión**.

En Argentina existen programas de incentivos que establecen o pueden establecer beneficios fiscales e impositivos que aplican a los parques de generación renovable y estos beneficios deben ser analizados si entran o no dentro de la restricción indicada en el acto delegado. Los programas o leyes de beneficios aplicables a los parques de generación renovable son:

- 1) Ley de energías renovables: Todos los parques de generación renovable conectados a la red instalados desde 2015 se instalaron bajo esta reglamentación que otorga beneficios como, por ejemplo: exención de aranceles de importación.
- 2) RIGI: El Régimen de Incentivos a las Grandes Inversiones incluye estabilidad fiscal a 30 años, exenciones de aranceles de importación y exportación, amortización acelerada, entre otros beneficios. Para aplicar a este régimen los proyectos deben cumplir con algunos requisitos, entre ellos debe ser mayores a 200 millones de dólares y deben aplicar antes de los 2 años desde la entrada en vigor de la ley, en agosto 2024.
- 3) Proyecto de ley de promoción H2: Desde el oficialismo se presentó en agosto 2025 un proyecto de ley de promoción de hidrógeno bajo en carbono que se basa en el RIGI pero que extiende los plazos de adhesión al régimen y de desembolsos de las inversiones. Hasta el momento de publicación de este estudio el proyecto se encuentra en tratamiento en el congreso y aún no ha sido sometido a votación.

En el acto delegado 2023/1184, donde se define el concepto de Adicionalidad, no se especifica explícitamente el alcance de que se incluye dentro de “apoyo en forma de ayuda”.

Por otro lado, en el documento Q&A publicado por la Comisión Europea, se profundiza un poco sobre este punto, indicando que la ayuda operativa o ayuda a la inversión mencionada en el artículo 5(b) podría considerarse que incluye cualquier pago recibido de las autoridades públicas para la construcción de las instalaciones generadoras de electricidad renovable y cualquier beneficio recibido de las autoridades públicas para la producción de electricidad renovable, incluidos las tarifas reguladas de inyección (feed-in tariffs), las primas a la inyección (feed-in premiums), las reducciones aplicables a la producción, los contratos por diferencias (contracts for difference) o cualquier pago directo vinculado a la producción de electricidad renovable. La ayuda operativa o ayuda a la inversión no incluye obligaciones o restricciones impuestas a los consumidores, productores o proveedores de energía, tales como las obligaciones de energías renovables.

Estas aclaraciones por parte de la Comisión Europea no son explícitas en cuanto a cómo se debería tratar las ayudas impositivas y fiscales como las que se incluyen en los reglamentos de promoción mencionados.

Por otro lado, el esquema de certificación REDCERT (aprobado por la Comisión Europea para certificar RFNBO), en el documento publicado en su sitio web “*Scheme principles for the production of RFNBO and RCF*” (REDcert GmbH, 2024) indica que si las instalaciones que generan electricidad renovable reciben un trato fiscal preferencial en comparación con instalaciones que generan electricidad no renovable, esto tampoco se considera apoyo en forma de ayuda operativa ni de ayuda a la inversión.

La Comisión Europea les otorga un rol importante a los esquemas de certificación para la aplicación e interpretación de los criterios de los actos delegados para certificar RFNBO, por lo que el



Supported by:
 Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action



Implemented by
 Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

documento publicado por REDcert tiene un valor relevante. No tiene el mismo peso que si fuese una publicación oficial y vinculante de la Comisión Europea, pero es un indicio de cómo puede ser interpretada la regulación europea en estos casos.

En caso de que un desarrollo en Argentina quiera demostrar el cumplimiento de Adicionalidad requerido para el caso 4 explicado en la sección 5.3.7.2 debería asesorarse específicamente en este punto con un esquema de certificación aceptado por la Comisión Europea para certificación de RFNBO.

Es importante aclarar que para conexiones directas entre la facilidad de generación de energía renovable y la planta de producción de RFNBO no aplica la cláusula “no-aid”, solo aplica para poder considerar la electricidad tomada de la red como totalmente renovable bajo los criterios del caso 4.

6.2.4.2 Correlación temporal

Para cumplir con la correlación temporal horaria que se exige a partir de 2030, se debe considerar una comunicación directa entre la planta de producción de RFNBO y el parque (o los parques) de generación renovable con que el que se tiene contrato de suministro.

Para certificar el uso renovable hora a hora, el/los parque/s eólico/solar y la planta de RFNBO necesitan compartir datos horarios confiables, cuánta energía renovable se generó y cuánta consumió la planta, mediante un canal seguro. Esto se puede resolver con las mismas tecnologías industriales que las empresas ya usan actualmente (telemetría/SCADA y medidores certificados), similares a cuando varias centrales eléctricas se operan desde un centro de despacho. No hace falta un control cruzado complejo, alcanza con enviar automáticamente esas lecturas cada pocos minutos de modo que la planta pueda ajustar su consumo y demostrar la correlación horaria sin complicaciones.

Las variaciones de carga en la planta deberán gestionarse para que sean manejables con las capacidades de flexibilidad de la planta química. Estas variaciones que se exigen a las plantas químicas (producción de H₂ y conversión), en términos técnicos no son más complejas o exigentes que las variaciones necesarias cuando hay una conexión directa de las plantas de RFNBO con parques renovables sin soporte de red; de hecho, en esos casos hay mucho menos capacidad de gestión de la energía y ritmo de variaciones, que cuando se tiene la red eléctrica en el medio y se cuenta con una hora de margen para el balance.

En resumen, se podría explicar cómo tres niveles en la transacción de electricidad entre las instalaciones de generación renovable y la planta de RFNBO:

- **Operación técnica:** Sistema de comunicación directa (alcanza con que sea solo entre los actores privados) para variar la carga de la planta de RFNBO según la generación horaria (o con menor granularidad) del parque renovable, como se mencionó en el párrafo anterior.
- **Certificación RFNBO:** Para comprobar el cumplimiento de la normativa europea, se debe contar con medidores certificados en el punto de inyección del parque de generación renovable y en el punto de consumo de la planta de RFNBO, para poder registrar y auditar los volúmenes de energía transferidos desde la red hora a hora y comprobar que se cumple con la correlación temporal.

- Comercial: A nivel comercial los balances de electricidad transaccionada probablemente se siga realizando de modo mensual, no existe un condicionamiento de parte de la regulación europea para certificación.

6.2.4.3 Correlación geográfica

Para la correlación geográfica, en principio la normativa indica que las instalaciones de generación renovable deben encontrarse en la misma zona de ofertas que la planta de RFNBO.

La normativa permite que las instalaciones de energías renovables están en una zona de oferta distinta a la de la planta de RFNBO, si los precios de la electricidad son mayores en la zona de ofertas donde está las instalaciones de generación renovable a los precios de electricidad de la zona de ofertas donde está la planta de RFNBO.

Escenario A: Argentina como única zona de ofertas

En caso de que todo el país sea considerado como el equivalente a una misma zona de ofertas, el o los parques de generación renovable podrían localizarse en cualquier sitio del territorio nacional continental (la provincia de Tierra del Fuego no está interconectada), sin importar la localización de la planta de producción de RFNBO.

Escenario B: Regiones eléctricas de Argentina equivalentes a zonas de oferta de la UE

En este caso, el parque de generación renovable en principio debería ubicarse en la misma región eléctrica que la planta de producción de RFNBO, para cumplir con la correlación geográfica. Si la interpretación de zonas de ofertas es de esta manera, habría que revisar como se puede traducir la excepción de suministrar energía renovable con un parque generador ubicado en una distinta zona de ofertas, que indica que esto es posible cuando los precios de electricidad son mayores en la zona de generación que en la zona donde se ubica la planta de RFNBO.

6.3 Emisiones de la energía que no califica como “Totalmente Renovable”

Como se describe en la sección 5.3.6, la normativa europea no prohíbe el uso de energía eléctrica de la red que no pueda ser considerada como *totalmente renovable*, sino que solicita incluir las emisiones asociadas a dicha energía eléctrica no renovable en la ecuación para calcular la intensidad de emisiones de RFNBO para verificar que la intensidad es menor al límite solicitado de 28.2 gCO₂/MJ.

A continuación, se estimarán las emisiones de la red eléctrica argentina considerando la metodología propuesta por la Comisión Europea en el acto delegado 2023/1185, parte C.

Si bien CAMMESA estima y reporta las emisiones de carbono asociadas a la generación eléctrica, de una manera similar a la metodología propuesta en el acto delegado, hay ciertas diferencias que requieren ajustes para poder utilizar los valores de acuerdo con la normativa europea.

Alternativa A

La alternativa A, cita una metodología que se detalla en la parte C del anexo del acto delegado.

En dicha metodología se debe cuantificar las emisiones de toda la oferta eléctrica de la zona de oferta (o país) y para ello se debe contar con datos de consumo de combustibles y de generación eléctrica por tecnología.

Se deben cuantificar los siguientes tipos de emisiones:

- Emisiones de CO₂ durante la combustión en la central
- Emisiones de CH₄ y N₂O.
- Emisiones de CO₂ desde la fuente del combustible (conocidas como emisiones del "upstream")

La misma sección del acto delegado aporta tablas de todos los factores de emisión a considerar.

Adicionalmente a las emisiones asociadas al consumo de combustible fósil, la normativa indica que hay que considerar las emisiones asociadas a generación eléctrica a partir de energía nuclear y a partir de biomasa y biogás.

Estimación de emisiones de la energía nuclear:

Según indica la metodología, se debe considerar un rendimiento del 33% para la energía nuclear y se debe considerar un factor de emisión del "upstream" para el combustible nuclear de 1.2 gCO₂/MJ.

Estimación de emisiones de generación eléctrica a partir de combustible precedentes de biomasa:

La metodología indica que hay que considerar las emisiones de CH₄ y N₂O, y las emisiones del "upstream" para la biomasa y el biogás.

Tabla 6 – Factores de emisiones desde la fuente del combustible. Fuente: Acto delegado 2023/1185.

		Biomasa	Biogás
FE CH ₄	gCO ₂ /MJ	0,03	0,001
FE N ₂ O	gCO ₂ /MJ	0,004	0,0001
FE "upstream"	gCO ₂ /MJ	0,7	13,7

En el caso de generación a partir de biomasa y biogás, CAMMESA no tiene reportado un consumo de biogás y biomasa por fuente de generación. Para la estimación, se supone un rendimiento energético y se estiman las emisiones a partir de ahí. Los rendimientos considerados son bajos en relación con lo normal para tener un cálculo conservador:

- Rendimiento energético de generación eléctrica con biomasa de 18%.
- Rendimiento energético de generación eléctrica con biogás de 28%.

Cómo se verá en las tablas siguientes, el efecto de las emisiones de los sectores nuclear y biomasa no son significativos en las emisiones totales del sistema.

Tabla 7 - Emisiones de GEI de la generación eléctrica en 2024 por región eléctrica. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA y criterios de acto delegado 2023/1185.

EMISIONES DE GHG (toneladas de CO ₂)										
2024	Emisiones combustibles fósiles				Nuclear	Biomasa	Biogas	Total emisiones	FE kgCO ₂ /MWh	FE gCO ₂ /MJ
Región	CARBÓN MINERAL	FUEL OIL	GAS NATURAL	GAS OIL						
BUENOS AIRES	590.246	235.215	4.784.776	662.098	80.731	0	10.559	6.363.624	275	76
CENTRO			1.416.344	484.280	56.046	3.639	26.377	1.986.686	202	56
COMAHUE			6.994.595	6.027			2.388	7.003.011	287	80
CUYO		31.914	1.877.631	358				1.909.903	238	66
GRAN BS.AS.		503.274	14.382.761	553.204			35.481	15.474.720	526	146
LITORAL		85.403	3.426.517	948.194			13.722	4.473.836	315	88
NORESTE				98.954		30.110	-	129.064	11	3
NOROESTE			3.688.516	162.091		5.112	1.970	3.857.689	350	97
PATAGONICA			361.170			-	-	361.170	35	10
Total general	590.246	855.806	36.932.311	2.915.205	136.776	38.861	90.497	41.559.703	292	81

Tabla 8- Emisiones de GEI de la generación eléctrica en 2023 por región eléctrica. Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA y criterios de acto delegado 2023/1185.

2023	Emisiones combustibles fósiles				Nuclear	Biomasa	Biogas	Total emisiones	FE kgCO ₂ /MWh	FE gCO ₂ /MJ
Región	CARBÓN MINERAL	FUEL OIL	GAS NATURAL	GAS OIL						
BUENOS AIRES	1.134.081	802.170	5.186.792	1.061.835	48.943	0	9.721	8.243.542	385	107
CENTRO			1.339.117	399.753	68.382	3.831	23.130	1.834.214	182	51
COMAHUE			6.314.342	9.399		-	1.627	6.325.369	254	71
CUYO		13.895	1.734.073	181		-	-	1.748.150	274	76
GRAN BS.AS.		1.370.009	12.588.342	596.725		-	28.856	14.583.932	537	149
LITORAL		278.755	2.170.337	1.609.550		-	11.795	4.070.437	379	105
NORESTE				117.300		30.191	-	147.491	8	2
NOROESTE			3.980.856	216.787		4.043	1.899	4.203.585	378	105
PATAGONICA	81.730		449.449			-	-	531.179	49	14
Total general	1.215.811	2.464.829	33.763.308	4.011.531	117.325	38.065	77.028	41.687.898	295	82

Como se observan en los cuadros, la intensidad de carbono que corresponde utilizar para energía que no califica como totalmente renovable depende de la interpretación final del concepto de zonas de ofertas y correlación geográfica para Argentina.

En caso del escenario A, donde se reconoce a todo el SADI como una única zona de ofertas, allí debería usarse la intensidad de carbono media de todo el sistema, que en 2023 fue de 82 gCO₂/MJ y en 2024 81 gCO₂/MJ.

En caso de que el escenario B, donde se considera que cada región eléctrica es equivalente a una zona de oferta europea, se debe tomar la intensidad media anual de cada región.

A modo de contar con una referencia del impacto de consumo de electricidad con esta intensidad de carbono a la huella de carbono del producto RFNBO, si el consumo de la planta de electrólisis es de 55 kWh/kg de hidrógeno, y un 10% de esa electricidad no califica como *totalmente renovable*, con una intensidad de carbono de 81 gCO₂/MJ, el hidrógeno tendría una huella de 13.4 gCO₂/MJ debido al insumo de electricidad no renovable.

6.4 Fuentes de CO₂ y Emisiones

Como se ha visto, en los actos delegados existen varias fuentes de carbono que pueden ser admitidas para la producción de RFNBOs como puede ser el eSAF o el metanol verde.

Las fuentes más relevantes para los proyectos de escala comercial en el corto plazo son las fuentes puntuales biogénicas y fuentes puntuales industriales admitidas por la normativa.

En el estudio “Fuentes de CO₂ para la Producción de PtX en Argentina” y el mapa interactivo de fuentes de carbono puntuales en Argentina (International PtX Hub, Fuentes de CO₂ para la Producción de PtX En Argentina”, 2024) se relevaron las principales fuentes de carbono que pueden ser encontradas en Argentina.

Dentro de las fuentes puntuales biogénicas se destacan las plantas de bioetanol ubicadas principalmente en Córdoba, Tucumán y Salta, ya que son fuentes de volúmenes importantes.

Otras fuentes biogénicas como las de centrales eléctricas a biomasa y biogás son relevantes, pero se encuentran con un mayor grado de descentralización y la escala de disponibilidad de carbono generalmente no alcanza a satisfacer proyectos de eSAF o metanol de escalas medianas o grandes.

Tabla 9 - Fuentes biogénicas puntuales por provincia, (International PtX Hub, Fuentes de CO₂ para la Producción de PtX en Argentina, 2024)

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	

Las industria papelera tiene asociada importantes cantidades de emisiones de CO₂ por cada planta industrial. Gran parte de estas emisiones son de origen biogénico, sin embargo, generalmente también tiene una fracción de emisiones fósiles. En estos casos se deben estudiar caso por caso las características de las emisiones de CO₂ disponibles. En Argentina, la industria papelera tiene gran presencia en Misiones, Santa Fe, Buenos Aires y Jujuy.

Tabla 10 - Fuentes puntuales de CO₂ de la industria de celulosa y papel por provincia, (International PtX Hub, Fuentes de CO₂ para la Producción de PtX en Argentina, 2024)

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

Para que el carbono procedente de biomasa pueda ser utilizado como fuente de carbono en la producción de RFNBO, dicha biomasa debe cumplir con los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos por la Unión Europea. Estos criterios incluyen requisitos relacionados con el uso del suelo y el cambio en su uso, la gestión forestal sostenible, las emisiones a lo largo de toda la cadena de producción y suministro de la biomasa, así como exigencias de trazabilidad del origen sostenible del recurso.

En cuanto a fuentes puntuales industriales de origen fósil, según el acto delegado 2023/1185 se aceptan las actividades listadas en Anexo I de la Directiva 2003/87/CE. La regulación europea permite su uso hasta 2041, salvo en el caso de generación eléctrica, donde solo se permite su uso hasta 2035.

Como se ve en la figura, al relevar este tipo de fuentes puntuales en Argentina en el estudio antes mencionado, se identificó una mayor de disponibilidad en escala y distribución geográfica que las fuentes biogénicas. Dentro de estas fuentes puntuales de origen fósil se destacan las vinculadas a plantas cementeras, producción de acero, aluminio, amoníaco y refinación. Las provincias con mayores fuentes de carbono industrial son Buenos Aires, Córdoba, Catamarca y Santa fe.

Tabla 11 - Fuentes puntuales industriales por provincia (International PtX Hub, Fuentes de CO₂ para la Producción de PtX En Argentina”, 2024)

Provincia	Fuentes puntuales Industriales (kt/año)						
	Cemento	Acero	Aluminio	Amoníaco	Etileno	Metanol	Total
	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

6.4.1 Impuesto al carbono en las fuentes industriales de CO₂ de origen fósil

Si bien la normativa europea contempla el uso de fuentes de carbono industriales de origen fósil hasta 2041, como pueden ser las emisiones de una planta de producción de cemento o de acero, exige una condición específica que pone en cuestionamiento las fuentes industriales en Argentina: las emisiones capturadas deben haber sido parte de un sistema eficaz de tarificación del carbono.

En la Unión Europea, las actividades incluidas en el régimen se encuentran sujetas al EU ETS (EU Emissions Trading System), un sistema de comercio de emisiones basado en el principio de “cap and trade”. El sistema establece un tope (cap) al volumen total de gases de efecto invernadero que pueden emitir los operadores cubiertos, y ese tope se reduce progresivamente en línea con los objetivos climáticos de la UE. Dentro de ese límite, las instalaciones deben adquirir y entregar derechos de emisión por cada tonelada de CO₂eq emitida, de modo que, en la práctica, los emisores

pagan por sus emisiones y pueden comerciar esos derechos entre sí (*trade*), mientras que enfrentan sanciones si no entregan suficientes derechos para cubrir sus emisiones.

En Argentina no existe un sistema de tarificación de emisiones para la industria. Lo más parecido que existe en el país es un impuesto al carbono en los combustibles líquidos. Más allá de la discusión del valor del impuesto y si resultase o no “eficaz” bajo los criterios de la UE, este impuesto no alcanza al consumo de gas natural, y la gran mayoría de las emisiones industriales puntuales provienen del uso de gas natural como combustible fósil, no de combustibles líquidos.

Si bien el pronunciamiento oficial del análisis debe estar bajo esquemas de certificación aprobados por la UE para certificar RFNBO, a priori, se podría afirmar que la mayoría de las fuentes industriales fósiles en Argentina no son alcanzadas por sistema de tarificación eficaz, lo cual puede significar que no podrían ser utilizadas como fuentes de carbono si se quieren certificar RFNBO bajo la normativa europea, al menos no, tal como está escrita actualmente.

El uso de fuentes de carbono biogénicas, junto por supuesto a la posible captura de carbono directamente del aire, parecen ser las opciones más convenientes en términos de sustentabilidad y certificación de RFNBOs para acceder al mercado europeo. Sin un sistema de tarificación al carbono en Argentina, sumado a la restricción temporal del uso de fuentes de carbono industriales (solo hasta 2041 o 2036 para centrales térmicas), optar por estas fuentes puede introducir una cuota de riesgo regulatorio e incertidumbre de costos en los modelos económicos luego del 2041 que puede atentar contra el desarrollo y bancabilidad de los proyectos.

6.5 Emisiones en el transporte marítimo de RFNBOs

Como se ha visto en la sección 5.3.2 para realizar el cálculo de intensidad de emisiones de un RFNBO y verificar si se está por debajo de los 28.2 gCO₂/MJ, se debe considerar no solo la producción sino también el transporte de los productos. Este término cobra especial relevancia cuando este producto debe ser transportado desde un puerto de Argentina hasta un puerto en la Unión Europea.

A continuación, se realiza una estimación de las emisiones que pueden estar asociadas al transporte marítimo de los productos desde un puerto Argentina, hacia distintos puertos del mundo.

Se toma como producto de referencia el amoníaco verde, ya que es el principal producto que se ve en los desarrollos de proyectos de exportación de RFNBOs desde Sudamérica a Europa.

El transporte en barco de amoníaco es una práctica común en la actualidad, debido a que se trata de uno de los químicos que más se comercializa internacionalmente.

El transporte marítimo de amoníaco a gran escala se realiza en buques tipo “tankers” totalmente refrigerados, donde el amoníaco se almacena de forma líquida a temperaturas por debajo de -33°C. El amoníaco actualmente comparte modelos de buques con el transporte de gas licuado de petróleo (GLP/LPG), por lo que la flota global de modelo de buques disponibles para estos fines es sumamente importante.

Como indica el estudio de “Análisis de la Infraestructura Portuaria del Litoral Patagónico de Argentina para el Desarrollo de Proyectos de Hidrógeno renovable y Power-to-X” estos buques de mediana y gran escala van desde 22,000m³ hasta los 90,000m³. A los fines de esta estimación se considera un buque tipo *Very Large Gas Carrier* (VLGC) de 80,000 m³.

Tabla 12 – Modelos de buques de carga de amoníaco, (International PtX Hub, Análisis de la infraestructura portuaria del litoral patagónico de Argentina para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y Power-to-X (PtX), 2024)

Nominal DWT	Class name	Eslora Total (LOA) (m)	Length between perpendiculars (LBP) (m)	Manga (B) (m)	Calado (T) fully laden (m)	Cargo capacity (m ³)
64,000	LPG-Very Large Gas Carrier	230	225	36.6	13.6	90,000
50,000	LPG-Very Large Gas Carrier	230	223	36.6	12.1	73,000
43,000	LPG-Large Gas Carrier	205	195	33.2	12.6	59,000
30,000	LPG-Medium Gas Carrier	196	186	30.0	11.6	37,000
22,000	LPG-Medium Gas Carrier	170	161	26.6	11.4	22,000
10,000	LPG-Small Gas Carrier	146	138	21.6	8.8	12,000
5,000	LPG-Small Gas Carrier	122	115	20.0	7.1	6,000
3,000	LPG-Small Gas Carrier	102	95	16.8	6.8	3,500
1,000	LPG-Small Gas Carrier	70	65	12.4	4.5	1,500

Fuente: Elaboración propia en base a PIANC WG 235 – 2022

Este tipo de buques que usualmente operan con combustibles fósiles como HFO, tienen una intensidad de emisiones operativas (EEOI) que, en casos de una planificación óptima, puede ser de 14.3 g CO₂/t*mn, (BW LPG, 2024). Por el contrario, en casos de rutas no optimizadas, cargas parciales y retornos sin lastre, estos valores se podrían duplicar. En la siguiente figura se muestra como varían las emisiones asociadas al transporte marítimo en función de la distancia y de la intensidad de emisiones operativas.

Tabla 13 - Emisiones de CO₂ asociadas al transporte marítimo de amoníaco. Fuente: Elaboración propia.

Emisiones asociadas al transporte marítimo (gCO₂/MJ)

EEOI (gCO ₂ /t*mn)	Distancia (millas náuticas)				
	6000	8000	10000	12000	14000
15	4,8	6,4	8,0	9,6	11,2
20	6,4	8,6	10,7	12,8	15,0
25	8,0	10,7	13,4	16,0	18,7
30	9,6	12,8	16,0	19,3	22,5
35	11,2	15,0	18,7	22,5	26,2
40	12,8	17,1	21,4	25,7	29,9
45	14,4	19,3	24,1	28,9	33,7

Esto indica que resulta muy importante la gestión y seguimiento de la logística del transporte marítimo de los productos que se contrata para transportar RFNBOs desde Argentina hacia Europa, para evitar que las emisiones del transporte saquen de especificación el producto, en términos de intensidad de carbono.

A modo de ejemplo, si se logra asegurar un EEOI de 20 gCO₂/t*mn en el transporte de amoníaco verde desde Argentina a Europa, el aporte a la intensidad de emisiones del RFNBO por parte del transporte marítimo sería similar al indicado en la siguiente tabla:

Tabla 14 – Estimación de emisiones de CO₂ asociadas al transporte marítimo de amoníaco desde Argentina a Europa. Fuente: elaboración propia.

Puerto de partida	Puerto de Rotterdam		Hamburgo	
	Distancia	Emisiones	Distancia	Emisiones
	mn	gCO ₂ /MJ	mn	gCO ₂ /MJ
Bahía Blanca	6620	7,08	6873	7,35
Comodoro Rivadavia	7005	7,49	7258	7,76

Esto quiere decir que, si se consiguen estos valores de EEOI en el transporte marítimo, los proyectos que busquen exportar RFNBO desde Argentina a Europa, deberán revisar el resto de sus emisiones asociadas para estar por debajo de los 20 gCO₂/MJ, ya que cerca de 8 gCO₂/MJ ya corresponden al transporte marítimo, en un caso considerado como bueno en términos de emisiones de transporte marítimo.

7 Enlaces de interés

A continuación, se citan algunos documentos y enlaces que puede servir de soporte para el entendimiento y profundización de la regulación de la Unión Europea sobre RFNBO.

Publicaciones Oficiales de la Comisión Europea:

- Acto Delegado 2023/1184: Definiciones y reglas para RFNBOs
- Acto Delegado 2023/1185: metodología y umbral para evaluar emisiones de RFNBO
- Preguntas y respuestas sobre implementación de actos delegados
- Directiva de Energías Renovables (RED II)
- Directiva de Energías Renovables (RED III)
- Esquemas voluntarios aprobados por la Comisión Europea para certificación

Publicaciones del International PtX Hub:

- Webinar: EU regulatory framework and certification in a nutshell
- Briefing on certification for green hydrogen and Power-to-X
- Legal considerations of global trade in green hydrogen & Power-to-X
- Identification of suitable carbon as feedstock for PtX products to be exported to Europe

8 Conclusiones

El análisis realizado en este informe muestra que el marco europeo para la certificación de Combustibles Renovables de Origen No Biológico (RFNBO) ofrece una oportunidad relevante para proyectos de hidrógeno renovable y productos PtX en Argentina, pero al mismo tiempo plantea exigencias técnicas y regulatorias que condicionan de manera decisiva su diseño, localización y bancabilidad.

En primer lugar, la Unión Europea ha construido un esquema normativo coherente que abarca tanto la definición de los RFNBO como los criterios para su certificación y los mecanismos de demanda obligatoria:

- RED II introduce el concepto de RFNBO, definiendo una familia de combustibles producidos a partir de electricidad renovable (hidrógeno, amoníaco, metanol, e-combustibles, etc.) como herramienta de descarbonización.
- Los Reglamentos Delegados (UE) 2023/1184 y 2023/1185 establecen los criterios técnicos de certificación, fijando un umbral máximo de 28,2 gCO₂/MJ y una metodología de cálculo de emisiones que cubre toda la cadena de valor: suministro de insumos, producción, transporte, almacenamiento, distribución y uso final.
- La electricidad se reconoce como el principal determinante de la huella de carbono de los RFNBO. Cuando la energía eléctrica utilizada puede considerarse “totalmente renovable” según los casos definidos en la normativa, sus emisiones se contabilizan como cero; en caso contrario, deben incorporarse explícitamente a la ecuación de emisiones.
- La normativa permite abastecer la planta mediante conexión directa a parques renovables o a través de la red de transporte, siempre que se cumpla al menos uno de los cuatro casos en los que la electricidad tomada de la red puede considerarse totalmente renovable. Estos casos combinan participación renovable de la red, huella de carbono e, incluso, requisitos de adicionalidad, correlación geográfica y correlación temporal.
- Para RFNBO que requieren carbono (metanol, combustibles sintéticos), se limita el abanico de fuentes aceptables a la captura directa de aire, fuentes biogénicas y ciertas fuentes industriales definidas y acotadas en el tiempo, reforzando el enfoque de reducción real de emisiones.
- La verificación del cumplimiento de todos estos criterios queda en manos de esquemas de certificación aprobados por la Comisión Europea. Quienes evaluarán proyectos, procesos y lotes específicos, en concordancia con los textos legislativos y regulatorios, y que tendrán un rol central al interpretar la aplicación de los actos delegados en países terceros con mercados eléctricos y marcos institucionales distintos a los de la UE.

En segundo lugar, al trasladar estos criterios al caso argentino, el informe muestra que la interacción entre los proyectos RFNBO y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es un elemento crítico que no puede abordarse solo desde la óptica del desarrollador individual:

- El mercado eléctrico argentino está organizado de forma muy diferente al europeo y no utiliza el concepto de “zonas de oferta”, que es clave en la normativa europea para definir correlación geográfica y ciertos casos de electricidad totalmente renovable. Esta asimetría conceptual complica la aplicación directa de algunos criterios.
- La forma en que se interprete y adapte el concepto de zona de ofertas a la realidad argentina (por ejemplo, considerar todo el país como una única zona o subdividirlo en varias zonas análogas a las regiones eléctricas de CAMMESA) condicionará la interacción entre proyectos RFNBO y el sistema de transporte eléctrico, así como la localización óptima de nueva generación renovable y de las plantas de producción.
- Esta interpretación no depende exclusivamente de las empresas ni de las autoridades nacionales: en última instancia, será definida por los esquemas de certificación y la Comisión Europea. No obstante, actores como la Secretaría de Energía y CAMMESA pueden (y deberían) aportar insumos técnicos y participar en el diálogo para orientar una definición consistente con la realidad del SADI y con los objetivos de política energética local.
- La indefinición sobre las zonas de oferta afecta especialmente a los proyectos que planean tomar parte de su energía desde la red y computarla como totalmente renovable. En cambio, los proyectos basados en conexión directa entre generación renovable y planta de producción no se ven condicionados por este aspecto, aunque presentan otros desafíos (dimensionamiento, respaldo, integración con el sistema, etc.).

En este contexto, un hallazgo relevante del estudio es que Argentina cuenta con información y heterogeneidad eléctrica suficientes para construir un enfoque robusto de cálculo de emisiones:

- CAMMESA registra y publica datos detallados de generación, demanda, consumos de combustible y emisiones por región, fuente y tecnología, con granularidad diaria y la posibilidad de acceder a datos horarios o de mayor resolución. Esto permite estimar factores de emisión de la electricidad alineados con la metodología del acto delegado 2023/1185 y calcular de manera transparente la contribución de la electricidad a la huella de los RFNBO.
- Si bien el porcentaje de participación de generación eléctrica renovable promedio en todo el país es de 39.4 %, hay dos regiones que tienen muy alta participación de energía renovable: la región de Noreste con 99.0% y la región Patagónica con 94.8%. Dependiendo la interpretación final de “zonas de ofertas” esto podría implicar oportunidades significativas de instalación de proyectos de RFNBO en dichas regiones.
- El factor de emisión promedio de la electricidad argentina se ubica en torno a 81 gCO₂/MJ, pero existen diferencias marcadas entre regiones: en las regiones con mayor penetración renovable (por ejemplo, Patagonia y Noreste) los factores calculados se reducen a valores del orden de 3-10 gCO₂/MJ, mientras que en regiones con alta participación fósil pueden llegar a unos 146 gCO₂/MJ. Esta heterogeneidad refuerza la importancia de la interpretación

del concepto de zona de ofertas y la ubicación del proyecto y del esquema de conexión a la red.

- Existen además fuentes de carbono biogénico e industrial potencialmente utilizables en Argentina (bioetanol, pulpa y papel, cementeras, acero, refinerías, centrales térmicas). Sin embargo, la ausencia de un sistema doméstico de tarificación de emisiones sobre los sectores industriales introduce incertidumbre respecto de la elegibilidad de algunas de estas fuentes de carbono para la producción de RFNBO exportables a la UE.
- Finalmente, el estudio recuerda que incluso el transporte marítimo desde puertos argentinos hasta Europa puede añadir una contribución relevante a la huella de carbono de los RFNBO (del orden de varios gCO₂/MJ aun en escenarios logísticamente eficientes), por lo que debe ser integrado explícitamente en la evaluación de emisiones de ciclo de vida.

A partir de estos elementos, se pueden extraer algunos mensajes clave para el desarrollo de proyectos y para la política pública:

1. **Los criterios RFNBO deben incorporarse desde el diseño conceptual del proyecto.** La elección de la ubicación, el esquema de conexión a la red, la configuración de la planta (on-grid, off-grid o híbrida), la estrategia de abastecimiento de carbono y la logística de exportación inciden directamente en la posibilidad de cumplir el umbral de 28,2 gCO₂/MJ y, por lo tanto, de acceder al mercado europeo.
2. **La articulación con el sistema eléctrico argentino es determinante.** La abundancia de recurso renovable no garantiza por sí sola la competitividad y certificación de RFNBO. Contar con un sistema eléctrico interconectado de las características del SADI, es una ventaja de infraestructura del país, comparado con otras regiones con gran potencial de H₂ renovable, pero sin esta infraestructura, como puede ser la región chilena de Magallanes. Poder aprovechar esa infraestructura puede ser un diferencial de los proyectos en Argentina, por lo que las decisiones sobre expansión de redes y la eventual definición de “zonas de ofertas” compatibles con la lógica europea son factores que condicionan la viabilidad técnico-económica de los proyectos.
3. **Existe una ventana de oportunidad para incidir en la interpretación de la normativa.** Aunque la decisión final corresponde a los esquemas de certificación y a la Comisión Europea, la participación activa de organismos nacionales (como Secretaría de Energía y CAMMESA) y del sector privado puede influir en cómo se interpretan conceptos clave, como las zonas de oferta o el tratamiento de ciertas fuentes de carbono, de manera consistente con la realidad argentina.
4. **La disponibilidad y calidad de datos es una ventaja competitiva que debe aprovecharse.** La capacidad de Argentina para generar factores de emisión y trazabilidad basados en datos oficiales de CAMMESA y metodologías alineadas con la normativa UE puede facilitar la certificación y reducir la percepción de riesgo por parte de compradores y financiadores.

Por último, vale la pena subrayar que todo lo analizado en el presente informe se refiere específicamente al cumplimiento de los criterios de certificación de RFNBO exigidos por la Unión Europea. En aquellos casos en que el mercado de destino sea distinto, será necesario realizar un análisis paralelo a la luz de la regulación aplicable en cada jurisdicción, que puede diferir en definiciones, umbrales de emisiones, metodologías de cálculo o requisitos de trazabilidad.

En cuanto al mercado local, actualmente no existen en Argentina instrumentos o marcos normativos que requieran explícitamente la certificación de hidrógeno renovable o de sus derivados, ya sea a través de sistemas de cuotas de demanda, mecanismos de comercio de emisiones u otros instrumentos que valoricen de manera directa el uso de RFNBO para demostrar reducciones de emisiones. Ante la ausencia de criterios de certificación domésticos, la normativa europea puede servir como referencia técnica y punto de partida para futuras discusiones regulatorias, pero no es de aplicación obligatoria en el país.

9 Anexo: Zonas de ofertas de la UE vs mercado eléctrico argentino

9.1 Zonas de ofertas del mercado eléctrico de la Unión Europea

El concepto de zona de ofertas forma parte del diseño estructural y regulatorio de mercado eléctrico de la Unión Europea. En el reglamento 2019/943 se indica:

Definiciones:

zona de ofertas: la mayor zona geográfica en la que los participantes en el mercado pueden intercambiar energía sin asignación de capacidad;

asignación de capacidad: la asignación de capacidad interzonal;

Luego, en el capítulo 3 del mismo reglamento, artículo 14 “Revisión de zonas de ofertas” indica:

1. Los Estados miembros tomarán todas las medidas adecuadas para hacer frente a la congestión. **Las fronteras entre las zonas de oferta estarán basadas en las congestiones estructurales a largo plazo en la red de transporte. Las zonas de oferta no contendrán tales congestiones estructurales a menos que no tengan efectos en zonas de oferta vecinas** o, como exención temporal, que sus efectos en las zonas de oferta vecinas se vean mitigados mediante el uso de medidas correctoras y dichas congestiones estructurales no conduzcan a reducciones de la capacidad interzonal de negociación, de conformidad con los requisitos del artículo 16. La configuración de las zonas de oferta en la Unión deberá diseñarse de modo que se maximice la eficiencia económica y se maximicen las oportunidades comerciales entre zonas, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 16, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del suministro.
2. Cada tres años, REGRT de Electricidad informará sobre la congestión estructural y otras congestiones físicas importantes entre las zonas de ofertas y dentro de ellas, incluida la ubicación y frecuencia de dicha congestión, de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada sobre la base del artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.o 714/2009. Dicho informe incluirá una evaluación de si la capacidad comercial interzonal alcanzó la trayectoria lineal en virtud del artículo 15 o la capacidad mínima con arreglo al artículo 16 del presente Reglamento.
3. Para garantizar una configuración óptima de las zonas de oferta deberá realizarse una revisión de las zonas de oferta. Dicha revisión detectará todas las congestiones estructurales e incluirá un análisis de las diferentes configuraciones de las zonas de oferta de manera coordinada, con la participación de las partes interesadas afectadas de todos los Estados miembros relevantes, de conformidad con la directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones adoptada con arreglo al artículo 18, apartado 5, del Reglamento (CE) n.o 714/2009. Las actuales zonas de oferta se evaluarán en función de su capacidad para

crear un entorno de mercado fiable, incluidas la generación flexible y la capacidad de carga, lo cual es crucial para evitar los cuellos de botella en la red y equilibrar la oferta y la demanda de electricidad, garantizando la seguridad a largo plazo de las inversiones en la red.

De estas definiciones, se entiende que las zonas de ofertas están definidas en base a la estructura de la red y los balances de demanda y oferta dentro de la zona, para evitar congestión estructural dentro de la zona de ofertas. La asignación de capacidad de transporte se reserva de manera interzonal.

Adicionalmente, la regulación del mercado eléctrico de la Unión Europea establece que una vez definida una zona de ofertas, el precio horario de la energía dentro de dicha zona de ofertas es único para todo el área comprendida, y se establece mediante el principio de costo marginal de las ofertas de generación dentro de la zona de ofertas.

En la figura a continuación se muestran las zonas de ofertas de la Unión Europea.

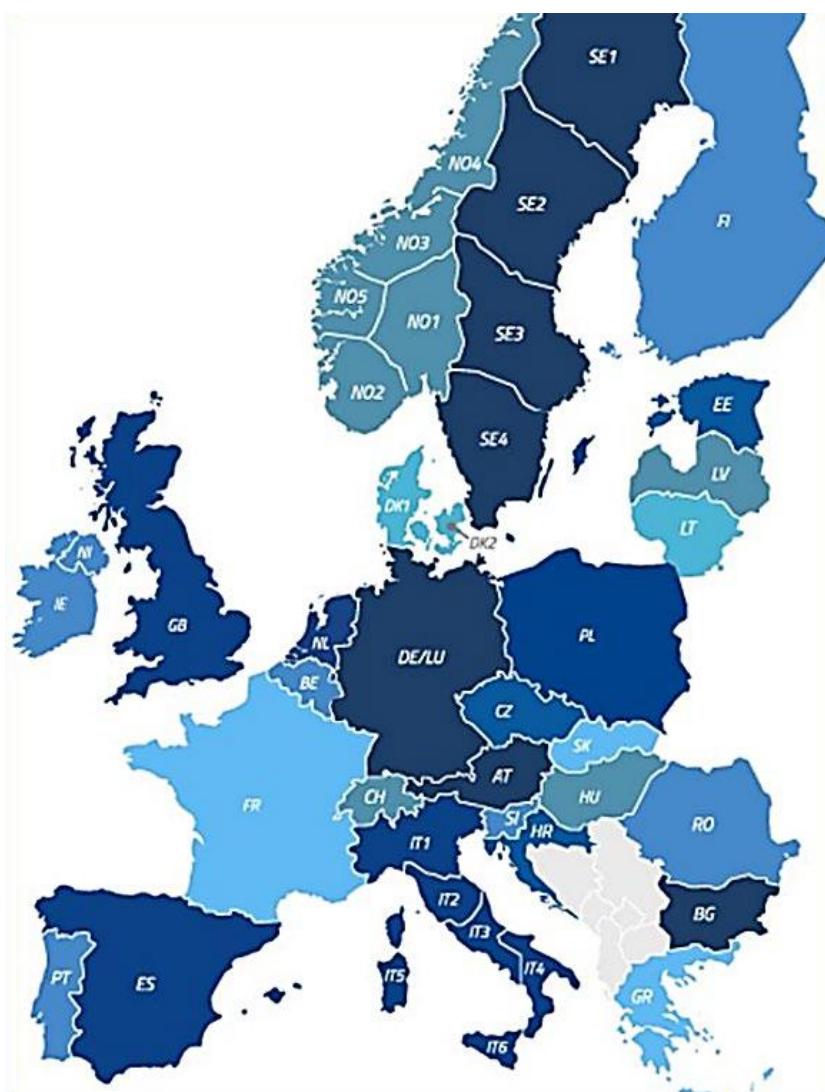


Figura 5 - Zonas de ofertas del sistema eléctrico Unión Europea

9.2 Mercado eléctrico argentino y red interconectada

Acerca del despacho de energía en el mercado eléctrico argentino

A diferencia del mercado eléctrico de la Unión Europea, el mercado argentino no se basa en ordenamiento de oferta-demanda zonales, sino en un sistema centralizado con precios nodales, basados en costos marginales de generación. Se despacha en base a costo variable de generación (despacho económico) con restricciones técnicas y de seguridad del sistema, el precio se establece de forma horaria en un nodo de referencia (Ezeiza) y se ajusta por factores nodales para tener precios marginales horarios por nodo en el resto del país. La comercialización se da en el mercado a término (contratos) y/o en el mercado spot. No hay zonas de precios, sino un precio marginal horario en un nodo determinado, y luego se traduce a precios nodales en base al factor de nodo correspondiente. Los factores de nodo se calculan de manera trimestral para bandas horarias (pico, valle y resto).

El ordenamiento económico de despacho de energía de las distintas centrales se realiza a nivel nacional, no por área.

Acceso a red de transporte y congestión

Hasta 2017, la regla para conectarse al sistema de alta tensión era el **Régimen de Acceso y Ampliación** previsto en el Anexo 16 de “Los Procedimientos” (reglamentación del mercado eléctrico en Argentina). El desarrollador presentaba una solicitud ante la compañía transportista correspondiente; el coordinador del sistema (CAMMESA) analizaban flujos, límites de transporte, criterio N-1, estabilidad y cortocircuito, y elevaban un informe técnico. Con ese respaldo, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) resolvía si existía o no capacidad de transporte remanente para admitir la nueva inyección. Cuando la había, se autorizaba el acceso y se formalizaba la conexión; cuando no, el solicitante debía promover una ampliación (por licitación pública o por contrato entre partes, financiada por los beneficiarios). Es importante subrayar que esta autorización no equivalía a una garantía de despacho firme: habilitaba a conectarse y usar la red, pero el despacho seguía siendo económico y sujeto a las restricciones operativas del sistema.

En ese marco también ingresaron los proyectos del programa RenovAr (2016–2018). Aunque sus contratos de compraventa con la administradora estaban definidos por licitación, la conexión se trató por el carril clásico de acceso del Anexo 16, con los mismos estudios y, si correspondía, con obras de conexión y refuerzos. No existía aún un mecanismo periódico de “cupo” ni un derecho explícito que ordenara, entre muchos proyectos en competencia, quién inyecta primero cuando el transporte se vuelve escaso. La evaluación era caso por caso y cada expediente recorría su propio proceso de publicidad, eventuales audiencias y decisión regulatoria.

El cambio de era llegó en 2017 con la creación del Mercado a Término de Energías Renovables o MATER (contratación privada de renovables). Para dar cabida a mucha oferta nueva sobre una red que ya mostraba cuellos, se incorporó una figura nueva para el estándar argentino: la **prioridad de despacho**. Desde entonces, la administradora organiza llamados periódicos y publica, por corredor del sistema de transporte eléctrico y por punto de conexión, la capacidad de transporte disponible para adjudicar esa prioridad. El salto conceptual fue pasar de autorizar accesos uno a uno a asignar,

de manera transparente y competitiva, un derecho de inyección cuando hay congestión: quien obtiene prioridad, inyecta antes que quien no la tiene si el corredor se satura.

Con la maduración del esquema y la persistencia de cuellos de botella en transporte eléctrico, en 2023 se afinó el régimen: además de la prioridad “plena” (cuando los estudios muestran capacidad suficiente) se habilitó una prioridad referencial que admite un recorte esperado acotado de energía mientras se ejecutan las obras que aliviarán el cuello. En paralelo, se dio un marco claro para que proyectos que financian ampliaciones reserven la capacidad incremental que su propia obra habilita, ligando la inversión en transporte con un derecho de uso y de inyección preferente sobre ese incremento.

Hoy, el proceso combina ambos rieles. El Régimen de Acceso y Ampliación sigue siendo la puerta legal para conectarse o expandir la red, con el regulador definiendo si hay o no capacidad técnica y qué obras son necesarias. Encima de ese riel, el MATER ordena la escasez: en cada ronda se publican cupos de transporte por zona, los proyectos compiten por prioridad de despacho y, si la red no alcanza, pueden empujar ampliaciones y quedarse con el derecho de usar la capacidad que crean. El resultado práctico es más predecible para el inversor: sabe de antemano si su nodo y su corredor tienen cupo, qué riesgo de recorte asume si opta por prioridad referencial y cuál es el camino para transformar una conexión “ posible” en una inyección firme mediante obras.

Este viraje no sustituyó la lógica técnica original (la red se sigue evaluando de punta a punta y el despacho continúa siendo económico y condicionado por límites de seguridad), pero sí institucionalizó algo que el crecimiento renovable volvió ineludible: cuando el transporte es el cuello de botella, hace falta una regla explícita y pública para decidir quién entra primero, cómo se reparte el riesgo mientras llegan las obras y de qué manera la inversión en ampliaciones se traduce en derechos claros sobre la capacidad liberada.

Hasta 2017, la potencia instalada renovable (sin contar las grandes centrales hidroeléctricas) era de tan solo 753 MW (la mayor parte eran pequeñas hidroeléctricas), a partir de 2017 comenzaron a entrar en operación los nuevos parques de generación renovables, primero impulsados por el programa RENOVAR (a partir de 2015) y luego por el MATER, alcanzando los 4000 MW en 2020 y los 6672 MW en 2024, ver figura 3. El hecho de que no haya habido un desarrollo de infraestructura de alta tensión acompañando este desarrollo de renovables, hizo que rápidamente se sature la capacidad de transporte de los corredores principales. Desde el sector de generación renovable insisten en la falta de inversión en redes eléctricas (y de reglas claras para permitirlo) hoy es el principal freno al desarrollo de nueva generación renovable.

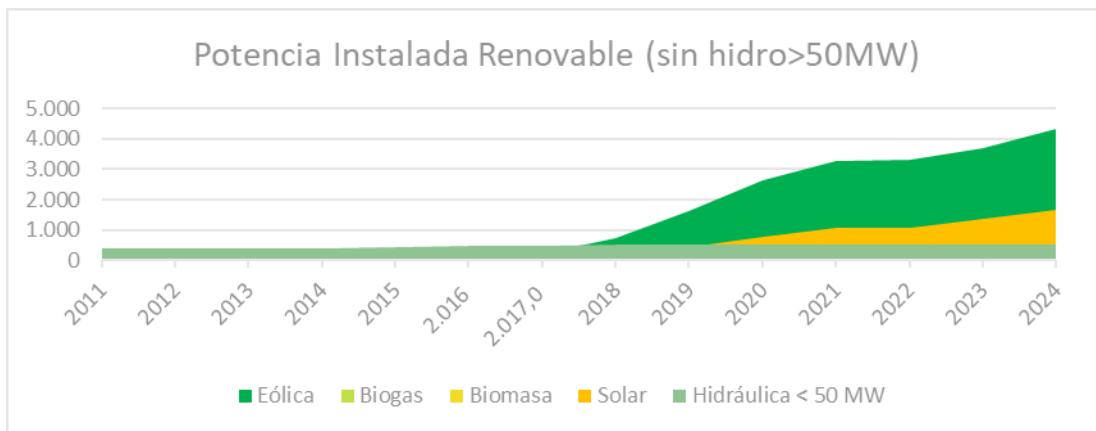


Figura 6 - Potencia instalada renovable. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA

Características de generación, demanda y de la red eléctrica

La gran extensión territorial de Argentina, combinada con la diversidad geográfica y los distintos niveles de desarrollo habitacional e industrial, produce que sea muy distinta la generación y demanda eléctrica a lo largo del país. El mercado eléctrico argentino clasifica el territorio del país en nueve regiones eléctricas distintas:

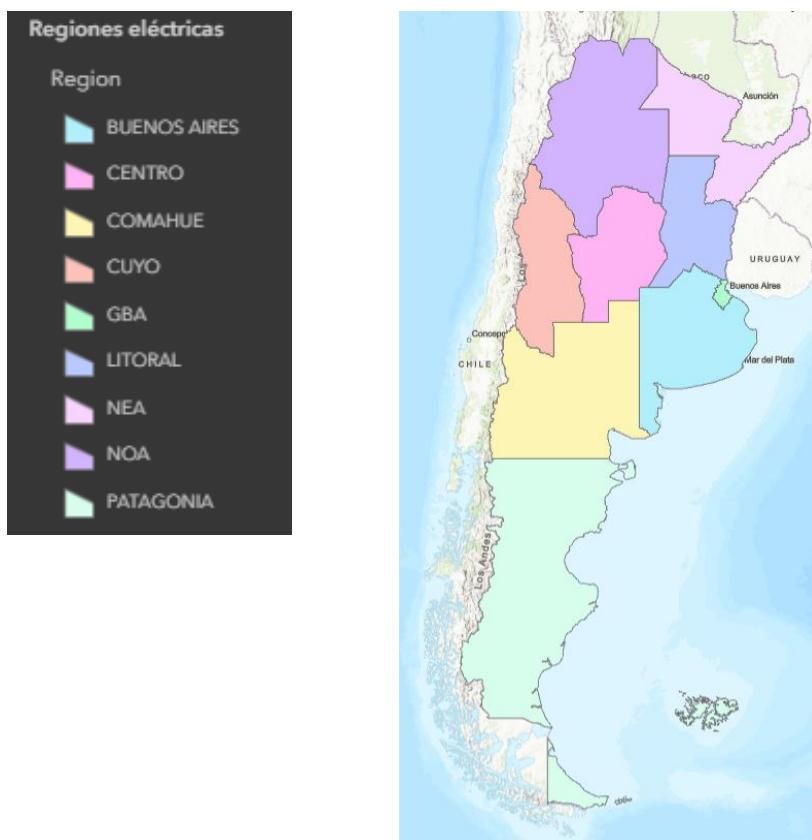


Figura 7 -Regiones eléctricas del sistema eléctrico argentino. Fuente: CAMMESA (geoSADI)

Cada región se caracteriza por tener diferentes perfiles de generación eléctrica, dependiendo principalmente de los recursos naturales y del desarrollo de infraestructura, y distintos niveles de demanda vinculada a la densidad poblacional y a la ubicación de las industrias y actividades comerciales.

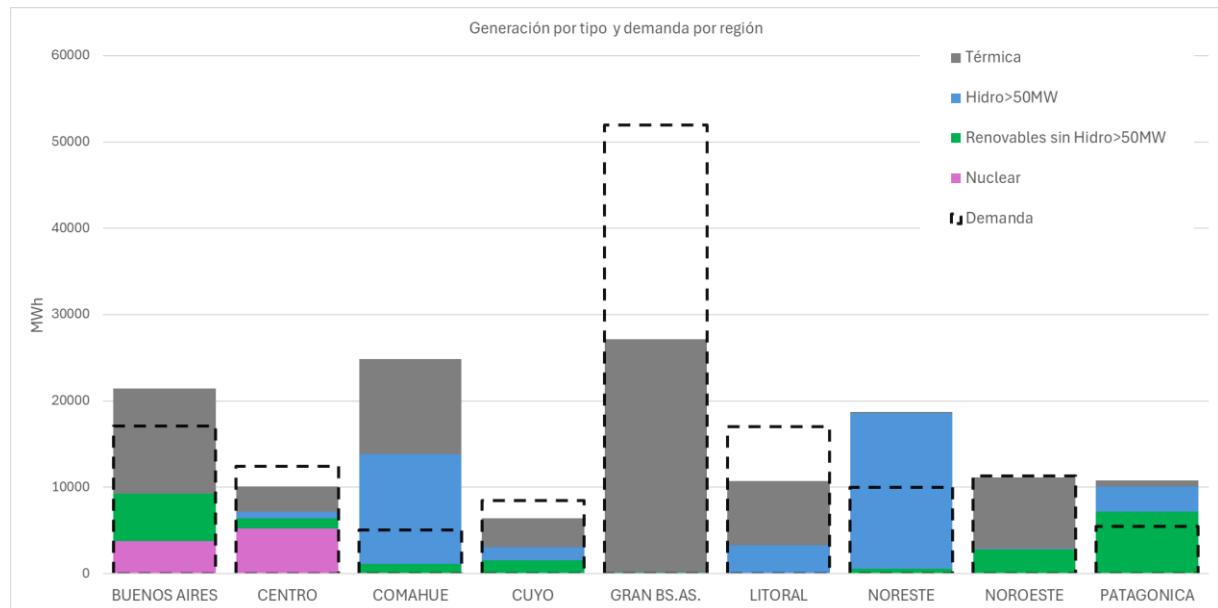


Figura 8 - Generación y demanda eléctrica por región. Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA.

Como se ve en la Figura 8, Gran Buenos Aires es la región que centraliza la mayor demanda eléctrica y requiere de importaciones de energía de otras regiones, lo mismo sucede con Litoral, Centro y Cuyo. Por otro lado, regiones como Comahue, Noreste, Patagonia y, en menor medida Buenos Aires, son regiones exportadoras de energía eléctrica.

Es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) el que permite la vinculación eléctrica de las regiones, respaldado principalmente por las líneas de 500 kV que recorren el territorio nacional.

A continuación, se muestra la distribución de las centrales eléctricas conectadas a la red a lo largo del país y el sistema de conexión de alta tensión.



Figura 9 - Centrales eléctricas y regiones.
Fuente: CAMMESA.



Figura 10 - Transporte eléctrico en alta tensión. Fuente: CAMMESA.

Congestión de líneas de alta tensión

Como se muestra en los balances de generación/demanda regional, se puede identificar que los corredores eléctricos que vinculan la región de Comahue con AMBA y CENTRO son los que mayor cantidad de energía eléctrica transportan, seguidos por el corredor de Patagonia (que se acopla al corredor Comahue – Bs As – AMBA), y por el corredor Noreste- Litoral-AMBA que transporta mayormente energía de las grandes hidroeléctricas binacionales.

A continuación, se muestran las asignaciones de prioridad de despacho (junto con la potencia que se presentó en cada licitación y no fue asignada) en función de la capacidad de transporte licitada por CAMMESA de manera trimestral desde 2017. Por un lado, se observa como la presentación de solicitudes de prioridad siempre ha estado muy por encima de la capacidad asignada finalmente

(capacidad licitada), principalmente en los corredores de mayor interés (Comahue, Buenos Aires, NOA); además, se destaca como corredores como el de Patagonia tuvieron asignaciones solo por una potencia marginal durante el periodo, explicado por la particular falta de capacidad de transporte eléctrico desde esa región hacia AMBA que provoca una muy baja capacidad de transporte licitada en los anexos, incluso con la flexibilidad del Referencial A (que considera curtailment).

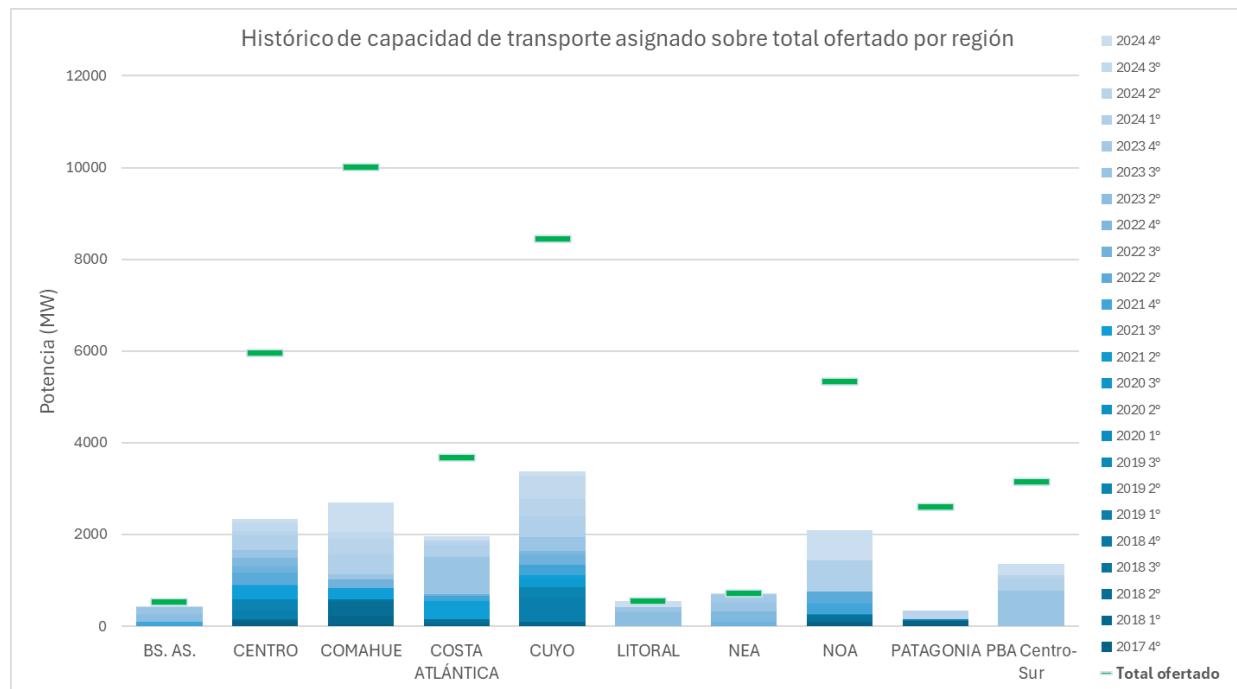


Figura 11 - Licitaciones de capacidad de transporte eléctrico. Fuente: CAMMESA

El último anexo publicado en junio 2025 indica que la capacidad de transporte plena disponible de los corredores Comahue, Patagonia y NOA es nula. Mientras que para el corredor de la región NEA-Litoral indica 190 MW. En cuanto a la capacidad de transporte considerando hasta 8% de curtailment es nula para Comahue, para Patagonia es de 109 MW (o 200 MW si es solar), para el NOA es 0 MW para energía solar, pero admite 92 MW eólicos, mientras que la capacidad para el corredor NEA-Litoral aumenta a 475 MW.

Los mayores cuellos de botella en la red de 500 kV se identifican en los corredores Patagonia-Buenos Aires, Comahue-Buenos Aires, NOA-Buenos Aires y Cuyo-Buenos Aires. Particularmente, son regiones exportadoras con gran potencial de desarrollo eólico y/o solar, que se encuentra estancado por las restricciones de transporte.

Con lo expuesto anteriormente se puede afirmar que las líneas de alta tensión que conectan las regiones de mayor consumo eléctrico del país, con las regiones exportadoras que cuentan con muy buenos recursos de energías renovables, se encuentran congestionadas y representan un cuello de botella para la incorporación de nueva generación renovable.

10 Referencias

- BW LPG. (2024). *BW LPG Integrated Annual Report 2024*.
- Comisión Europea. (2023). Acto Delegado EU 2023/1185. Obtenido de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185>
- Comisión Europea. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1185 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, que complementa la Directiva (UE) 2018/2001 en lo relativo al método para calcular la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles renovables de .*
- Comisión Europea. (2023). *Questions and Answers on the EU Delegated Acts on Renewable Hydrogen*.
- Comisión Europea. (2023). *Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023, que complementa la Directiva (UE) 2018/2001 en lo relativo a la definición y las reglas para los combustibles renovables de origen no biológico*.
- Congreso de la Nación Argentina. (1992). Ley 24.065 – Marco Regulatorio Eléctrico.
- Consejo, P. E. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*.
- Eckardt, J., Hoehne, J., & Stenzel, B. (2023). *Factsheet: Germany's updated National Hydrogen Strategy*.
- FPS Economy. (2022). *Vision and strategy Hydrogen - Update October 2022*.
- International PtX Hub. (2024). *Análisis de la infraestructura portuaria del litoral patagónico de Argentina para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde y Power-to-X (PtX)*.
- International PtX Hub. (2024). *Fuentes de CO2 para la Producción de PtX en Argentina*.
- International PtX Hub. (2024). *Fuentes de CO2 para la Producción de PtX En Argentina*.
- Parlamento Europeo y Consejo. (2019). *Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre el mercado interior de la electricidad*.
- Parlamento Europeo y Consejo. (2023). *Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifica la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de .*
- Port of Rotterdam. (2024). *Port of Rotterdam developing Europe's Hydrogen Hub*.
- REDcert GmbH. (2024). *Scheme principles for the production of RFNBO and RCF*.
- Reihle, C. C., & Scheyl, J.-H. (2024). *Identification of suitable carbon as feedstock for PtX products to be exported to Europe*.
- Secretaría de Energía de la Nación Argentina. (1992 y modificaciones). *Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (“Los Procedimientos”)*.